



Inês de Melo Machado Azevedo Martins

Licenciada em Ciências de Engenharia do Ambiente

INDICADORES PARA O ESTUDO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA EM PORTUGAL

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente - perfil de Gestão e Sistemas
Ambientais

Orientador: Maria Júlia Fonseca de Seixas, Professora da FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo
Arguente(s): Prof. Doutor António José da Costa Silva
Vogal(ais): Prof. Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

[Abril 2013]

INDICADORES PARA O ESTUDO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA EM PORTUGAL

© Inês de Melo Machado Azevedo Martins

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço ao projecto HybCO₂ – *Hybrid approaches to assess economic, environmental and technological impacts of long term low carbon scenarios: The Portuguese case* (PTDC/AAC-CLI/105164/2008) financiado por Fundos Nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia por ter facultado os cenários energéticos de longo prazo para Portugal.

Gostaria de agradecer à Professora Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas pelo empenho, interesse e disponibilidade demonstrados na orientação desta dissertação. Também gostaria de agradecer ao Grupo Cense, em particular ao Luís Dias pelo interesse, ajuda e paciência demonstrados.

Ao meu namorado, André Fonseca, pela paciência, companheirismo e apoio durante esta fase.

À família Fonseca por todo o apoio, em particular à Tia Nela, Nuno e Sushi pelas revisões de última hora. E como não poderia deixar de o fazer, à Milú pelos mimos culinários e ao Mário pelo apoio.

Aos meus amigos, por todos estes anos de faculdade, pelo incentivo, encorajamento e pelos momentos de relaxe (se calhar foram demasiados!): Dani, Lipa, Mariana, Morato, Pedro, Rolo, Sara, Zorro, e em especial ao Chino.

À velha guarda: Beta, Costal e Perez simplesmente por tudo.

Por fim, um agradecimento especial à minha família, à minha mãe, João e irmãos pela pressão, apoio, paciência e preocupação demonstrados durante esta fase.

RESUMO

A energia é um recurso indispensável ao funcionamento das economias, sendo necessária para a produção de bens e para o aprovisionamento de todos os serviços. A alta dependência de fontes de energia fóssil, a sua localização e as disparidades nos consumos mundiais tornam estes recursos altamente estratégicos e geram uma situação de insegurança generalizada. A oferta de energia global não acompanha a crescente procura, o que resulta em aumento de preços, tornando as economias vulneráveis num cenário de instabilidade política e económica, tanto em Portugal como na Europa em geral. Neste contexto mundial, a segurança energética assume um protagonismo crescente ao nível político e estratégico.

Este trabalho pretende estudar a evolução da segurança energética em Portugal, nomeadamente no que concerne à segurança de abastecimento. Mais concretamente, pretende-se analisar a contribuição estrutural dos recursos endógenos renováveis nas importações de bens energéticos de acordo com os factores climáticos, bem como estudar de que forma a substituição dos recursos energéticos fósseis por renováveis afectam a segurança de abastecimento.

Para o estudo da evolução da segurança energética em Portugal, são identificados e aplicados diferentes indicadores com vista à caracterização das vulnerabilidades do sistema energético português em relação ao abastecimento e a potenciais disrupções. Consideraram-se dois períodos de análise: o período histórico (2000-2010) e dois cenários até ao horizonte 2050 (cenário de referência e cenário com um limite de emissões em 70%), gerados pelo modelo TIMES_PT.

Com a consolidação das renováveis no mix energético português, há aspectos estruturais que devem ser considerados, nomeadamente a variabilidade da hídrica, da eólica e da fotovoltaica, bem como a disponibilidade física da bioenergia, em particular dos biocombustíveis. O investimento em renováveis constitui uma oportunidade de diversificação do mix energético português, contribuindo para um aumento da segurança de abastecimento, através da diminuição da dependência externa aos mercados dos recursos fósseis.

PALAVRAS-CHAVE: dependência energética; importações; segurança de abastecimento; competitividade; sustentabilidade; fontes de energia renovável.

ABSTRACT

Energy is an indispensable resource for the functioning of economies, it's necessary for goods production and the provision of all services. The high dependence on fossil energy sources, it's location and disparities in global consumption, make these resources highly strategic and generates a situation of general insecurity. Energy supply isn't keeping pace with rising global demand, resulting in price increases, making economies vulnerable against a backdrop of political and economic instability, both in Portugal and in Europe in general. In this global context, energy security plays a growing role at the political and strategic.

This work aims to study the evolution of energy security in Portugal, particularly in relation to security of supply. More specifically, we intend to analyze the structural contribution of endogenous renewable energy in imports of goods according to climatic factors, as well as studying how the replacement of fossil fuels with renewable energy resources affects security of supply.

To study the evolution of energy security in Portugal are identified and applied different indicators for the characterization of system vulnerabilities according the Portuguese energy supply and potential disruptions. We consider two different periods: the historical period (2000-2010) and two scenarios up to 2050 (baseline scenario and with an emission cap of 70%), generated by TIMES_PT model.

With the consolidation of the renewable portuguese energy mix, there are structural issues that must be considered, including the variability of hydropower, wind power and photovoltaic's, as well as the physical availability of bioenergy, particularly biofuels. The investment in renewables is an opportunity to diversify the portuguese energy mix, contributing to increase supply security by reducing dependence of fossil resources on external markets.

KEYWORDS: energy dependency; imports; security of supply; competitiveness; sustainability; renewable energy sources.

ÍNDICE DE MATÉRIAS

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEIA.....	5
3.	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO ENERGÉTICO	21
3.1.	PETRÓLEO	24
3.2.	GÁS NATURAL.....	36
3.3.	CARVÃO	45
3.4.	RENOVÁVEIS	48
4.	METODOLOGIA PARA ANALISAR A SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO DO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS.....	51
4.1.	INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA.....	53
4.2.	VULNERABILIDADES DO SISTEMA ENERGÉTICO.....	58
4.3.	INDICADORES AMBIENTAIS	72
4.4.	INDICADORES ECONÓMICOS.....	73
4.5.	CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO	78
5.	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO ENERGÉTICO EM PORTUGAL: RESULTADOS E DISCUSSÃO	81
5.1.	PERÍODO 2000-2010.....	81
5.1.1.	INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA.....	81
5.1.2.	VULNERABILIDADES DO SISTEMA ENERGÉTICO.....	94
5.1.3.	INDICADORES AMBIENTAIS	110
5.1.4.	INDICADORES ECONÓMICOS.....	113
5.2.	HORIZONTE 2050.....	120
5.2.1.	INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA.....	121
5.2.2.	INDICADORES AMBIENTAIS	129
5.2.3.	INDICADORES ECONÓMICOS.....	130
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	135
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	139
	ANEXO	147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolução das políticas energéticas na UE.....	6
Figura 2.2. Evolução dos preços do petróleo, no período 2000 a 2011 (em USD/barril).	7
Figura 2.3. Intensidade energética na UE-27, UE-15 e Portugal, entre 1990 e 2010.....	8
Figura 2.4. Evolução das emissões de GEE desde 1990 na UE-27, UE-15 e em Portugal e respectivas metas de redução de emissões.	13
Figura 2.5. Estrutura das emissões de CO ₂ eq na UE-27, em 2010.	14
Figura 2.6. Dependência energética na UE-27 e em Portugal, entre 1990 e 2010.	15
Figura 3.1 Distribuição das principais reservas provadas mundiais de petróleo, em 2011.	26
Figura 3.2. Rotas comerciais de petróleo em 2010.	28
Figura 3.3. Estrangulamentos no transporte marítimo de petróleo.	30
Figura 3.4. Quantidade de crude a transitar em estrangulamentos em 2009.	30
Figura 3.5. Evolução do valor do barril de petróleo a preços constantes (2011 USD) e correntes.	31
Figura 3.6. Resposta da produção pelos países não-OPEC a variações de preço.	33
Figura 3.7. Procura dos derivados de petróleo na UE vs. configuração das refinarias complexas.	34
Figura 3.8. A nova geografia do petróleo não convencional.....	36
Figura 3.9. Distribuição mundial das principais reservas de gás natural em 2011.	37
Figura 3.10. Infra-estruturas prioritárias da estratégia energética para 2020 da Comissão Europeia.	40
Figura 3.11. <i>Share</i> de consumo de gás russo na Europa.	41
Figura 3.12. Crise do gás de Janeiro de 2009 (% de falta de abastecimento entre 6 a 20 de Janeiro de 2009 – 300 Mm ³ /d em 14 dias)	41
Figura 3.13. Distribuição mundial das principais reservas provadas de carvão em 2011.	45
Figura 3.14. Emissões na produção de electricidade por fonte energética.	47
Figura 3.15. Custos das tecnologias das renováveis entre 2004 e 2030.	50
Figura 4.1. Organograma da tese	52
Figura 4.2. Indicador de Shannon–Wiener.....	57
Figura 4.3. Variação de HHI, 1-HHI e SWI.....	58
Figura 4.4. Perfis de segurança energética possíveis de acordo com a metodologia desenvolvida pela IEA.....	60
Figura 4.5. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao crude.....	60
Figura 4.6. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético aos derivados de petróleo.	64
Figura 4.7. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao gás natural.	68
Figura 4.8. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético português ao carvão.....	70
Figura 5.1. A - Evolução da população no período histórico; B – Evolução do PIB a preços constantes (2000), no período histórico.....	81
Figura 5.2. PIB <i>per capita</i> (1000€ ₂₀₀₀ /hab) e consumo de energia primária <i>per capita</i> (GJ/hab).	82
Figura 5.3. A – Variação das intensidades energéticas do PIB (energia primária, fóssil e petróleo e derivados) no período histórico; B – Variação dos consumos energéticos <i>per capita</i> (energia primária, fóssil e petróleo e derivados) no período histórico.	82
Figura 5.4. Consumo de Energia Primária (2000-2010).	84

Figura 5.5. Evolução do consumo de energia primária, dependência energética, IPH e IPE.....	84
Figura 5.6. Produção de energia eléctrica bruta. Outros: biomassa geotérmica e fotovoltaica..	85
Figura 5.7. Evolução do consumo de energia para a geração de electricidade, peso das fósseis e do saldo importador na disponibilidade de energia eléctrica, IPH e IPE.	86
Figura 5.8. Evolução da potência instalada das centrais de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis..	86
Figura 5.9. Indicadores de diversidade para o período histórico – SWI e HHI.....	88
Figura 5.10. Evolução da dependência energética e do indicador NEID no período histórico	88
Figura 5.11. Evolução do consumo de energia final por sector no período histórico..	89
Figura 5.12. Evolução e estrutura do consumo de energia final nos transportes, no período histórico.	89
Figura 5.13. Evolução do consumo no sector dos transportes..	90
Figura 5.14. Evolução do consumo de energia final na indústria, no período histórico.....	91
Figura 5.15. A – Desempenho geral do sector da indústria entre 2005 e 2009. B – Produtividade e emprego entre 2005 e 2009.....	91
Figura 5.16. Consumo de carvão no período 2000-2010..	92
Figura 5.17. Consumo de produtos petrolíferos no período 2000-2010.	93
Figura 5.18. Evolução do consumo de gás natural no período 2000 – 2010.	94
Figura 5.19. Origem das importações – crude..	95
Figura 5.20. Rácio R/P dos principais países de que Portugal importa o seu crude.	96
Figura 5.21. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades ao crude.....	98
Figura 5.22. Défice de produtos petrolíferos..	99
Figura 5.23. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades ao gasóleo.	102
Figura 5.24. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades a outros derivados de petróleo.	102
Figura 5.25. Origem das importações – gás natural.....	103
Figura 5.26. Rácio R/P dos principais países a que Portugal importa o seu gás..	104
Figura 5.27. Gasodutos que influenciam a chegada de Gás Natural a Portugal.	105
Figura 5.28. Perfil de segurança ao gás natural.	107
Figura 5.29. Origem das importações – carvão.....	108
Figura 5.30. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades aos biocombustíveis.	110
Figura 5.31. Evolução do Non-Carbon fuel portfolio no período histórico.....	111
Figura 5.32. Emissões de GEE totais.....	112
Figura 5.33. Intensidade carbónica do PIB.	112
Figura 5.34. Evolução dos preços do <i>Brent</i> (diário) em USD por barril (valores correntes).	113
Figura 5.35. Despesas com a energia total importada (10^3 M€_{2000}).....	115
Figura 5.36. Evolução das despesas decorrentes das importações dos recursos fósseis, ano base 2000=100.....	115
Figura 5.37. Índice de vulnerabilidade ao petróleo e relativas contribuições de cada indicador.....	117
Figura 5.38. Índice de vulnerabilidade ao gás e relativas contribuições de cada indicador.	118
Figura 5.39. Índice de vulnerabilidade ao carvão e relativas contribuições de cada indicador.....	119
Figura 5.40. Índice de crescimento da população residente em Portugal, no horizonte 2050 (2000=100).	121
Figura 5.41. Evolução do consumo de energia primária para o horizonte 2050.	122
Figura 5.42. Intensidade energética para o horizonte 2050.	122

Figura 5.43. Consumo de Energia Primária no horizonte 2050.....	123
Figura 5.44. Indicadores de diversidade para o horizonte 2050.....	124
Figura 5.45. Evolução da capacidade instalada na geração de electricidade para o horizonte 2050.	125
Figura 5.46. Evolução e estrutura do consumo de energia final para o ano horizonte 2050.	125
Figura 5.47. Consumo de energia no sector dos transportes no horizonte 2050.....	126
Figura 5.48. Consumo de energia no sector da indústria no horizonte 2050.....	126
Figura 5.49. Evolução e estrutura do consumo de petróleo e derivados no horizonte 2050.....	127
Figura 5.50. Evolução e estrutura do consumo de carvão no horizonte 2050.	127
Figura 5.51. Evolução e estrutura do consumo de gás natural no horizonte 2050.	128
Figura 5.52. Dependência energética e net energy import dependency no horizonte 2050.	128
Figura 5.53. Non-Carbon Fuel Portfolio para o horizonte 2050.....	129
Figura 5.54. Emissões de GEE para o ano horizonte 2050.	130

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1. Produção média diária da OPEC (em mbd).....	27
Tabela 3.2. Maiores fornecedores de gás da UE.....	40
Tabela 4.1. Factores socioeconómicos e climáticos considerados para o estudo.....	54
Tabela 4.2. Dimensões da segurança energética no estudo das vulnerabilidades do modelo energético português.....	59
Tabela 4.3. Categorias de valores para os indicadores seleccionados na avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao Crude.....	61
Tabela 4.4. Perfis de segurança ao crude.....	61
Tabela 4.5. Categorias de valores para os indicadores seleccionados – derivados de petróleo.....	64
Tabela 4.6. Perfis de segurança aos destilados médios.....	66
Tabela 4.7. Perfis de segurança a outros derivados de petróleo.....	66
Tabela 4.8. Categorias de valores para os indicadores seleccionados – gás natural.....	68
Tabela 4.9. Perfis de segurança ao gás natural.....	69
Tabela 4.10. Indicadores para avaliar a vulnerabilidade ao abastecimento do carvão e respectivas categorias.....	71
Tabela 4.11. Perfis de segurança ao carvão.....	71
Tabela 4.12. Indicadores para avaliar a vulnerabilidade dos biocombustíveis e respectivas categorias.....	72
Tabela 4.13. Perfis de segurança aos biocombustíveis.....	72
Tabela 4.14. Potenciais de recursos endógenos para a produção de electricidade renovável.....	79
Tabela 5.1. Valores de diversidade na importação de crude.....	95
Tabela 5.2. Estabilidade política – crude.....	96
Tabela 5.3. Níveis de reservas totais de crude portuguesas.....	98
Tabela 5.4. Crude processado nas refinarias de Sines e de Matosinhos.....	98
Tabela 5.5. Défice de gasóleo e de outros derivados de petróleo para o período de 2000-2010.....	100
Tabela 5.6. Diversidade de fornecedores na importação de gasóleo e de outros derivados de petróleo.....	100
Tabela 5.7. Níveis de reservas totais de destilados médios e de outros derivados de petróleo (número de médio de semanas).....	101
Tabela 5.8. Valores de diversidade no abastecimento do gás natural.....	103
Tabela 5.9. Contratos de Gás Natural, em vigor no período de estudo (2000-2010).....	104
Tabela 5.10. Estabilidade política – gás natural.....	105
Tabela 5.11. Relação entre capacidade máxima técnica de emissão de gás para a RNSG e o consumo de ponta diário.....	106
Tabela 5.12. Níveis de reserva em relação aos picos e médias de consumo.....	106
Tabela 5.13. Evolução da intensidade de gás na economia português no período 2000-2010.....	107
Tabela 5.14. Valores de diversidade no abastecimento do carvão.....	109
Tabela 5.15. Estabilidade política – carvão.....	109
Tabela 5.16. Preços constantes médios de importação dos recursos energéticos fósseis e peso da energia na balança de mercadorias.....	114
Tabela 5.17. Preços de venda ao público e rendimento médio disponível das famílias.....	116
Tabela 5.18. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao petróleo.....	117
Tabela 5.19. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao gás natural.....	118

Tabela 5.20. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao carvão.....	119
Tabela 5.21. Evolução da energia <i>per capita</i> para o ano horizonte 2050.....	122
Tabela 5.22. Intensidades energéticas para o petróleo, gás natural e carvão.....	130
Tabela 5.23. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades – crude	131
Tabela 5.24. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades ao gás natural.....	131
Tabela 5.25. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades ao carvão.....	132
Tabela A.1.0.1. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – petróleo.	148
Tabela A.1.0.2. Valores próprios – petróleo.....	149
Tabela A.1.0.3. Vectors próprios – petróleo.	149
Tabela A.1.0.4. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – gás natural.	149
Tabela A.1.0.5. Valores próprios – gás natural.....	150
Tabela A.1.0.6. Vectors próprios – gás natural.	150
Tabela A.1.0.7. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – carvão.	150
Tabela A.1.0.8. Valores próprios – carvão.....	150
Tabela A.1. 0.9. Vectors próprios – carvão.....	151

LISTA DE ACRÓNIMOS E SIGLAS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
APERC	Asian and Pacific Energy Research Centre
bcm	Billion cubic meters
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono (Carbon Capture and Storage)
CE	Comissão Europeia
CECA	Comunidade Europeia do Carvão e do Aço
CEF	Consumo de energia final
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CEP	Consumo de energia primária
CUE	Conselho da União Europeia
CO ₂ eq.	Dióxido de carbono equivalente
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EAU	Emirados Árabes Unidos
EGREP	Entidade Gestora de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos
EIA	Energy Information Administration
EUA	Estados Unidos da América
Euratom	Comunidade Europeia da Energia Atómica
FER	Fonte (s) de energia renovável
GECF	Gas Exporting Countries Forum
GEE	Gases de efeito de estufa (dióxido de carbono - CO ₂ ; metano - CH ₄ ; óxido nitroso - N ₂ O; hidrofluorcarbonetos - HFC; perfluorocarbonetos - PFC e hexafluoreto de enxofre - SF ₆)
GNL	Gás Natural Liquefeito
GPL	Gás de Petróleo Liquefeito
HHI	Indicador de Herfindahl-Hirshmann
IEA	Agência Internacional de Energia (International Energy Agency)
mbd	Milhões de barris diários
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
ML	Liquidez de mercado (Market liquidity)
MOSES	Model of Short-term Energy Security
Mtep	Milhões de toneladas equivalente de petróleo
NCFP	Non-Carbon Fuel Portfolio

NCI	Índice de complexidade de Nelson (Nelson complexity index)
NEID	Net import energy dependency
OAPEC	Organização dos Países Exportadores de Petróleo Árabes (Organization of Arab Petroleum Exporting Countries)
OPEC	Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Organization of Petroleum Exporting Countries). Membros OPEC: Médio Oriente - Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos (EAU), Iraque, Irão, Kuwait e Qatar. África – Angola, Argélia, Líbia e Nigéria. América do Sul – Equador e Venezuela.
OVI	Oil Vulnerability Index
PCA	Análise de Componentes Principais (Principal Component Analysis)
PEAC	Programa Europeu para as Alterações Climáticas
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
SWI	Shannon - Wiener Index (Indicador de Shannon- Wiener)
TFUE	Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
TPES	Total primary energy supply
TUE	Tratado da União Europeia
UE	União Europeia
UE-15	Alemanha, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Espanha, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Portugal, Reino Unido e Suécia.
UE-27	UE-15 +Polónia, Republica Checa, Chipre, Letónia, Lituânia, Eslovénia, Estónia, Eslováquia, Hungria, Malta, Bulgária e Roménia.
URSS	União Soviética
USD	Dólares americanos
WEC	World Energy Council
WEF	World Economic Forum
WTI	West Texas Intermediate

1. INTRODUÇÃO

A energia é um recurso indispensável ao funcionamento das economias, sendo necessária para a produção de bens e para o aprovisionamento de todos os serviços. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), 81% da oferta mundial de energia, em 2010, proveio de recursos fósseis (IEA, 2012). A alta dependência de fontes de energia fóssil, a sua localização e as disparidades nos consumos mundiais tornam estes recursos altamente estratégicos e geram uma situação de insegurança generalizada. A oferta de energia global não acompanha a crescente procura, o que resulta em aumento de preços, o que torna vulneráveis as economias num cenário de instabilidade política e económica, tanto em Portugal como na Europa em geral.

Estima-se que a população mundial será de cerca 9 biliões de pessoas, em 2040, com um ritmo de crescimento de 0,8% ao ano. Os países com crescimentos significativos pertencem a África e à Ásia e projecta-se que 75% da população mundial irá residir nestes continentes. Por outro lado, espera-se um crescimento económico à taxa de 2,8%, nas próximas décadas, pelo que o PIB global irá mais que triplicar face aos níveis de 2000. Com esta trajectória, espera-se uma necessidade crescente de energia, na qual os países não OCDE representarão mais de o dobro da procura global de energia, face à procura dos países da OCDE. Com uma procura global de energia a crescer em 35% para o horizonte 2040, o petróleo continuará a ser a principal fonte de abastecimento do mundo (crescerá 25%), embora se preveja um crescimento de 65% do consumo de gás que substituirá progressivamente o carvão. Apesar do grande aumento esperado para a energia solar, eólica e biocombustíveis, estes não deverão representar mais que 3 a 4% da procura global de energia (Exxon Mobil, 2012). Consideradas globalmente, a participação das formas de energia renovável e o nuclear, não representarão, mais que 23% da procura global de energia.

Estes factores impõem questões quanto à sustentabilidade do modelo energético actual. À medida que as necessidades de energia aumentam, as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) seguem a mesma tendência. Projecta-se um aumento de GEE nos países não OCDE em 50%, até 2040 (Exxon Mobil, 2012).

O modelo energético actual, constituído essencialmente por fósseis, coloca preocupações sobre o abastecimento do petróleo e de gás, criando incertezas sobre a capacidade de resposta à crescente procura impulsionada por países como a China e a Índia. Por outro lado, o fornecimento de petróleo e gás é feito por países localizados em regiões instáveis, pelo que pode criar insegurança no abastecimento dos países importadores.

Os desafios das alterações climáticas, o aumento da dependência energética e os altos preços da energia são sentidos por todos os Estados-Membros da União Europeia. A interdependência dos Estados-Membros cresce em todos os sectores, nomeadamente no da energia, o que significa que havendo uma falha energética num Estado-Membro os efeitos serão sentidos imediatamente nos restantes.

Neste contexto mundial, os países têm vindo a apostar nos recursos endógenos renováveis de modo a terem um papel preponderante no mix energético, especialmente em países como Portugal, com grande dependência energética.

De modo a combater algumas das vulnerabilidades ao abastecimento europeu, largamente dependente das importações de fósseis, a UE, no âmbito do Pacote Energia-Clima, para o horizonte 2020, impôs uma redução de 20% de emissões de GEE face aos níveis de 1990, uma contribuição mínima de 20% de energias renováveis na energia final (10% para o sector dos transportes) e uma redução de 20% do consumo de energia através de medidas de eficiência energética. Portugal assumiu o compromisso de assegurar que 31% do consumo de energia primária seja feita a partir de energias renováveis (incluindo 10% no sector dos transportes), e 60% na produção de electricidade, medidas acompanhadas com uma redução de 20% do consumo de energia.

Assim, no contexto da política energética comunitária, as renováveis assumem uma grande oportunidade na medida em que, na sua grande maioria, são produzidas endogenamente, pelo que o aumento da sua contribuição no mix energético ajuda a reduzir a dependência do exterior e, mais importante, a escassez energética, já que não constitui um problema para a maior parte das renováveis. Por outro lado, fontes de energia renovável (FER) como a biomassa têm a vantagem de poder ser armazenada criando uma capacidade excedentária utilizável na produção de electricidade ou para aquecimento.

No entanto, a diversificação do mix energético, através da consolidação das renováveis, coloca questões estruturais no âmbito da segurança de abastecimento. A primeira centra-se com questões de variabilidade do próprio recurso, nomeadamente no caso da hídrica, eólica e fotovoltaica, podendo não responder a variações da procura, criando a necessidade de capacidades de reserva de outras fontes mais flexíveis.

A biomassa, devido às suas características físicas, nomeadamente no que concerne à facilidade de transporte e armazenamento, permite criar capacidades de reserva. No entanto, maiores necessidades deste recurso energético, leva a riscos tanto de disponibilidade física, como riscos de volatilidade de preços, tal como acontece com o petróleo e o gás natural. Uma vez que a biomassa e os biocombustíveis são produzidos a partir de produção agrícola, disrupções na produção agrícola, podem causar disrupções na produção deste tipo de recursos energéticos. Isto também leva a uma volatilidade nos preços destes recursos. As crescentes necessidades deste recurso podem levar ao recurso dos mercados internacionais, e portanto comporta os riscos inerentes às importações tal como acontece com o petróleo e com o gás. Por outro lado, há a questão da relativa imaturidade das tecnologias renováveis que as torna, do ponto de vista económico, não competitivas.

Deste modo, o estudo da segurança energética não deve ser limitado ao petróleo, uma vez que outros recursos de energia também podem causar vulnerabilidades ao modelo energético. Por outro lado, a segurança energética deve ser pensada em termos de segurança de toda a cadeia, desde a produção ao consumo final, devido à existência de riscos específicos presentes em toda a cadeia.

Esta dissertação pretende estudar a evolução da segurança energética em Portugal através do cálculo de um conjunto de indicadores, relacionando a sua dinâmica com as vulnerabilidades do modelo energético português. Mais concretamente, pretende-se: (1) estudar a segurança de

abastecimento energético português no período de 2000 a 2010; (2) analisar a contribuição estrutural dos recursos endógenos renováveis nas importações de bens energéticos de acordo com os factores climáticos; e (3) estudar de que forma a substituição dos recursos energéticos fósseis por renováveis afectam a segurança de abastecimento. Analisar-se-á também, através de cenários (gerados pelo modelo TIMES_PT para 2020, 2030 e 2050), como as restrições de emissões e as medidas previstas pela UE alteram os valores obtidos para o período 2010 a 2050, nomeadamente com a expansão prevista de renováveis.

Esta tese encontra-se organizada em 6 capítulos. No primeiro capítulo apresenta-se âmbito do tema de modo a contextualizar o problema, define-se os objectivos a que se propõe este estudo e é apresentada a estrutura do trabalho. No segundo capítulo faz-se uma revisão bibliográfica sobre a definição do conceito de segurança de abastecimento em diferentes contextos e as formas existentes de as quantificar. Neste capítulo também se abordam as políticas e metas europeias e outros factores que influam na segurança energética, para tal enquadra-se o estado geral energético a nível europeu e em particular o português. No terceiro capítulo apresenta-se a metodologia, apresentam-se os indicadores escolhidos para o cálculo das diferentes componentes da segurança energética portuguesa, bem como os métodos de cálculo para estes. O quarto capítulo é constituído pela exposição dos resultados dos indicadores para o período 2000-2010 e para o horizonte 2050. No quinto capítulo é feita uma síntese dos principais resultados e medidas decorridos desta dissertação, chega-se a conclusões, avaliam-se os objectivos atingidos. Por fim, seguem-se as referências bibliográficas que sustentaram este trabalho e os anexos.

2. EVOLUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEIA

"Electric power is everywhere present in unlimited quantities and can drive the world's machinery without the need of coal, oil, gas, or any other of the common fuels." [Nikola Tesla, 1/11/1933].

Dois dos maiores e mais reconhecidos desafios que o mundo enfrenta hoje, são as alterações climáticas e a depleção de recursos energéticos fósseis. Ainda que estes problemas sejam cruciais para todos os países e regiões, têm particular importância para a União Europeia (UE). Por outro lado, a UE é vulnerável em termos de segurança de abastecimento uma vez que é fortemente dependente dos combustíveis fósseis (77% do consumo de energia primária em 2010). Esta vulnerabilidade é agravada pelo facto do seu abastecimento ser assegurado essencialmente por importações, situando-se em cerca de 53% da energia primária total consumida em 2010 (cerca de 70% da energia fóssil consumida na UE é importada).

Por um lado, a crescente preocupação em torno das alterações climáticas por todo o mundo e em particular na Europa levou a uma reavaliação, tanto por parte dos governos como pelas pessoas individualmente, quanto à utilização de energia e a sua contribuição em termos de emissão de gases com efeito de estufa (GEE). O Protocolo de Quioto vem formalizar os objectivos, para a UE, em termos de emissões de GEE. Há uma crescente preocupação, entre os Estados-Membros, em relação a ameaças ao abastecimento dos recursos energéticos. Por fim, há o problema dos preços da energia e a forma como afectam a competitividade de uma economia. Assim, os Estados-Membros têm consciência dos desafios que virão e que já se sentem neste século, pelo que a adopção de uma política comum no domínio energético torna-se uma prioridade no seio da UE.

Na génese da UE, houve uma tentativa de adoptar uma abordagem comum no domínio energético com os tratados Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA) de 1951 e Comunidade Europeia da Energia Atómica (Euratom) de 1957. Apesar de as preocupações não serem as mesmas com que hoje a Europa se depara, só no séc. XXI, o desejo de criar uma política energética comum torna-se central na agenda política da UE.

Em Novembro de 2000, a Comissão Europeia aborda a necessidade de um abastecimento energético seguro na Europa, com a publicação do Livro Verde "Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético" (Comissão Europeia, 2000). Em Março de 2006, surge o Livro Verde da Comissão, "Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura", estabelecendo os três pilares nos quais a política energética da UE deve assentar: sustentabilidade, competitividade e segurança de abastecimento (CE, 2006). Para essa finalidade, a UE deve actuar em seis domínios prioritários, do mercado interno de energia à diversidade do mix energético, solidariedade entre Estados-Membros, desenvolvimento sustentável (eficiência energética, utilização de fontes de energia renováveis), inovação e tecnologia e política externa.

Em Janeiro de 2007 surge o Pacote Energia-Clima que, através de uma análise estratégica da conjuntura energética europeia, apresenta um conjunto de medidas a ser implementadas, conhecida por Metas 20-20-20 (CE, 2007). Assim, o Conselho Europeu adoptou objectivos ambiciosos para 2020

em matéria de energia e alterações climáticas, nomeadamente uma redução de 20% nas emissões de GEE (em relação ao ano de 1990), um aumento da quota de renováveis para 20% no consumo total de energia final e uma melhoria de 20% na eficiência energética.

Como se representa na Figura 2.1, a política energética comunitária sofreu uma grande evolução nas últimas décadas, ao nível da competitividade, sustentabilidade, eficiência energética e clima, com a aprovação de medidas ao nível da liberalização dos mercados gás e da electricidade, de mitigação das emissões, da implementação de renováveis, bem como medidas no âmbito da eficiência energética.

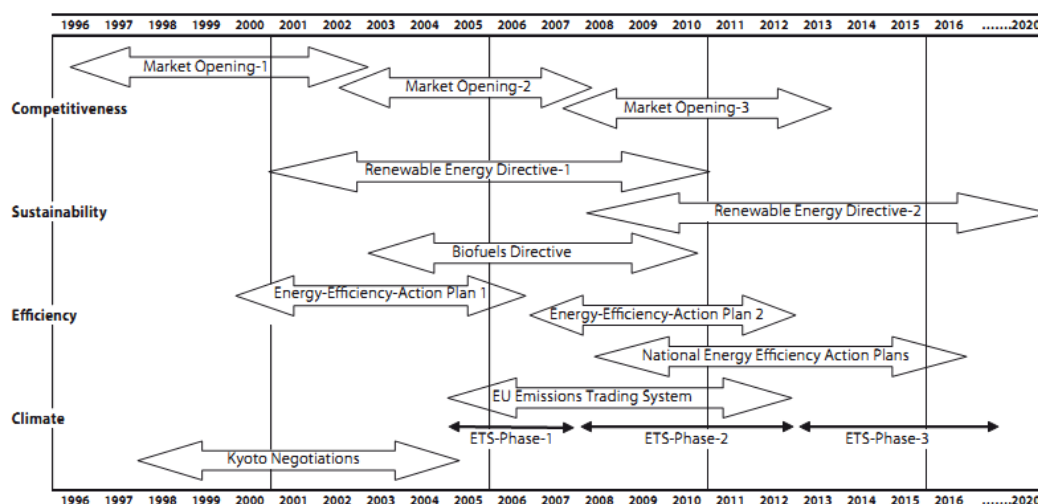


Figura 2.1. Evolução das políticas energéticas na UE. Fonte: Eurostat (2012).

No Tratado de Lisboa, em vigor desde Dezembro de 2009, surge um capítulo dedicado à energia, pela 1ª vez na história da Comunidade Europeia (Prange-Gstöhl, 2009). Este tratado veio dar uma nova dimensão à política energética da UE, alterando o Tratado da União Europeia (TUE) e o Tratado que institui a Comunidade Europeia (agora Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia – TFUE). De acordo com o novo artigo 194, no domínio da política energética da União, os Estados-Membros devem agir “num espírito de solidariedade”, de modo a “assegurar o funcionamento do mercado de energia”, “assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União”, “promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis”, “promover a interconexão das redes de energia” (UE, 2008). De acordo com van Agt (2011), a UE está a utilizar esta cláusula para a construção de uma política energética industrial, de modo a complementar a legislação em matéria de energia e de competitividade ao nível de cada Estado-Membro.

Portugal seguindo a política energética e orientações da UE, incluiu no último programa do governo os seguintes objectivos: garantir fontes de energia final a preços competitivos; melhorar a eficiência energética (redução do consumo em 25% até 2020; no caso do Estado, 30% para o mesmo período); diversificação das fontes primárias de energia; assegurar o cumprimento de redução dos GEE; reduzir a dependência petrolífera, através do reforço da utilização de biocombustíveis, da aposta no transporte colectivo de qualidade e do investimento no transporte ferroviário e marítimo de e para a Europa; promover o bom funcionamento e a efectiva liberalização de todos os mercados energéticos

(electricidade, gás natural e derivados de petróleo) e, a médio prazo, conseguir a mais baixa intensidade energética da UE (Presidência do Conselho de Ministros, 2011).

A política energética europeia assenta nos princípios de competitividade, sustentabilidade e segurança energética, que se irão abordar em detalhe de seguida.

COMPETITIVIDADE

Além da contribuição geral do sector energético para uma economia, preços relativamente baixos e estáveis ajudam a estimulá-la. Baixos preços de energia reduzem as despesas dos consumidores e das empresas, aumentando o rendimento disponível que pode ser alocado a outros bens, e reduzem os custos de quase todos os bens e serviços, tornando-os mais acessíveis. Inversamente, preços de energia altos são um obstáculo ao crescimento das economias, com excepção dos países predominantemente produtores (WEF, 2012).

Em 2003, com o início da Guerra do Iraque, registou-se uma mudança significativa na evolução dos preços de energia, em particular nos preços de petróleo. Foi revelada uma grande tensão entre, por um lado, o preço de petróleo e, por outro, a relação entre a procura e oferta global deste recurso. Com a guerra, os preços da energia aumentaram e este aumento foi bastante mais acentuado pelas fortes taxas de crescimento das economias emergentes até 2008 (Robert and Lennert, 2010). Este foi um factor que contribuiu para a profunda recessão que teve início no final do ano de 2007, nos países desenvolvidos (WEF, 2012). Com a recessão económica houve uma diminuição significativa dos preços do petróleo, porém, até um nível que continuou a corresponder ao dobro dos valores praticados no início de 2003, como se pode ver na Figura 2.2.

Com a economia ainda a recuperar da recessão, muito provavelmente os preços continuarão a aumentar e a Europa terá de viver com altos preços de energia nas próximas décadas (Robert and Lennert, 2010).

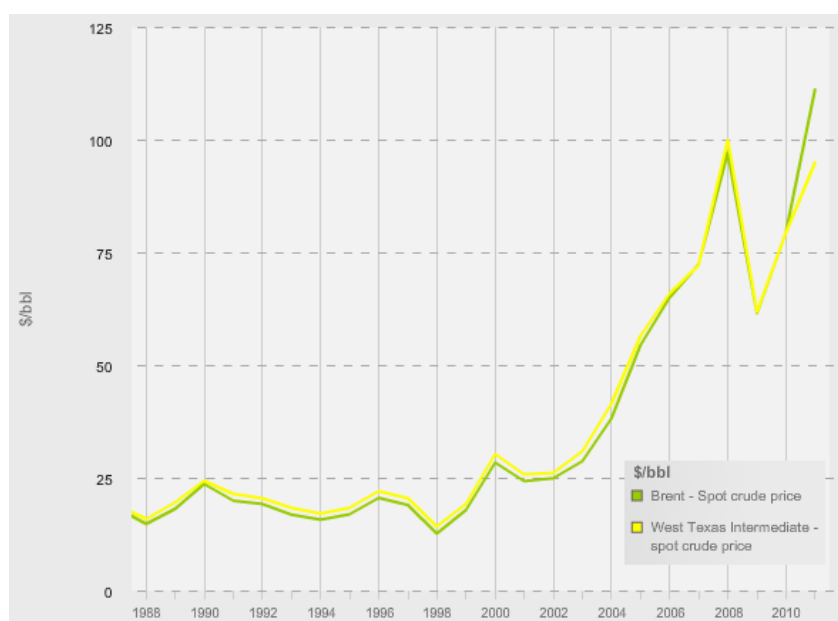


Figura 2.2. Evolução dos preços do petróleo, no período 2000 a 2011 (em USD/barril). Fonte: BP (2012).

No mercado internacional, em 1990, na sequência invasão do Kuwait pelo Iraque, as Nações Unidas impuseram um embargo às exportações do Iraque e do Kuwait, retirando do mercado internacional quase 5 mb/d. Assim, ocorreu um choque petrolífero, os preços do crude mais que duplicaram (em Junho o barril valia 14,8USD passando, em Setembro, para 41USD). Estes preços têm altas repercussões no consumo de energia e no crescimento económico dos países importadores. Esta relação é evidente, na Figura 2.3.

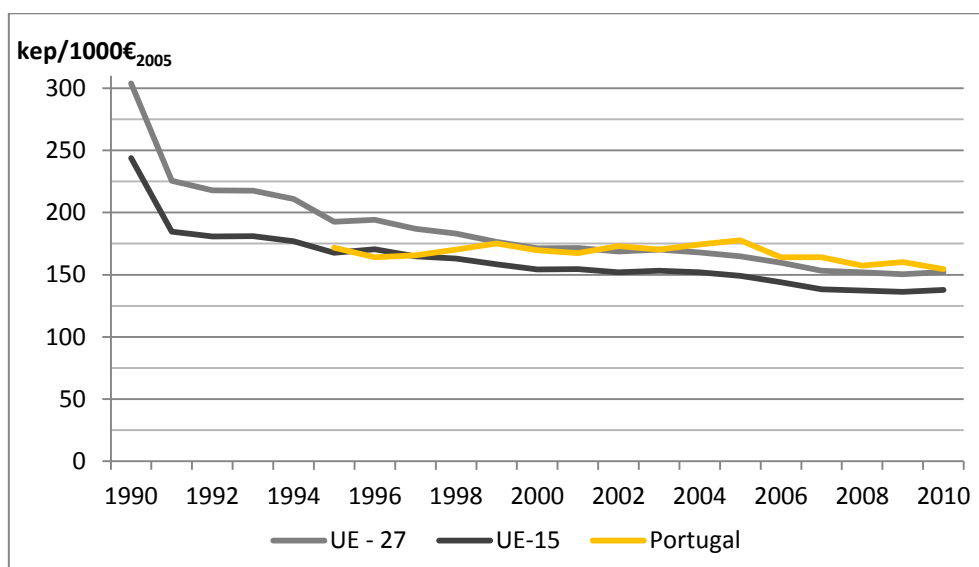


Figura 2.3. Intensidade energética na UE-27, UE-15 e Portugal, entre 1990 e 2010. Dados: Eurostat.

No contexto do objectivo fundamental da competitividade, um mercado interno energético eficiente: 1) apresenta-se como um pré-requisito para a satisfação dos objectivos da política energética da UE, abrangendo os sectores do gás e da electricidade; 2) fornece um quadro regulamentar concebido para oferecer igualdade dos participantes bem como de oportunidades no mercado; 3) aumenta a eficiência do sector, diminuindo os preços dos bens e serviços, através de uma melhor alocação dos recursos enquanto, internacionalmente, aumenta o peso económico e político da UE e dos seus Estados-Membros. Por outro lado, o mercado interno irá diminuir os custos dos objectivos ambiciosos da política da zona Euro. Um bom funcionamento do mercado interno é também a base sobre a qual se constroem boas relações comerciais transformando, desse modo, a dependência em interdependência, o que inclui, entre outros, políticas de cooperação entre reguladores independentes, políticas de concorrência, desenvolvimento de comércio transfronteiriço bem como de mercados regionais.¹

A realização de um verdadeiro mercado interno da energia é um objectivo prioritário da União Europeia (Robert and Lennert, 2010). A proposta feita pela Comissão Europeia, a 19 de Setembro de 2007, no sentido de fortalecer o mercado interno existente, é um passo importante em direcção a uma maior competitividade da economia europeia e a uma melhoria do funcionamento do mercado interno. Quanto melhores as infra-estruturas, maior competição e, portanto, mais participantes no mercado, mais eficiência do mercado (Behrens and Egenhofer, 2008).

¹ http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/index_pt.htm

² <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>

³ <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>

Passaram mais de 20 anos desde que a Comissão Europeia publicou o primeiro livro verde a respeito do mercado interno (CEC, 1988). A ideia principal centra-se numa competição livre e justa entre companhias de energia no seio da comunidade europeia, que levaria a ganhos em termos de eficiência energética, preços baixos comuns entre os Estados-Membros, aumentos de competitividade para a indústria, crescimento económico e aumento do bem-estar. Uma parte fundamental da proposta prende-se com um sistema de redes comuns para o gás e electricidade, que se traduz na operacionalidade e posterior desenvolvimento das infra-estruturas europeias, através de agentes independentes dos interesses da produção e abastecimento (Behrens and Egenhofer, 2008). Esta independência permite aos consumidores adquirir energia a partir de qualquer fornecedor pertencente ao mercado interno, independentemente de quem possui a rede. O conceito que emerge desta ambição é a não discriminação de terceiros relativamente às redes de transporte de gás e electricidade.

A política do mercado interno passou por fases distintas: o primeiro, segundo e terceiro pacotes de medidas visaram liberalizar o mercado interno. O primeiro pacote demorou muito a ser negociado e terminou com a directiva da electricidade de 1996 e a directiva do gás, em 1998. O segundo pacote de medidas traduziu-se na revisão das directivas resultantes do primeiro pacote, bem como em medidas de harmonização do comércio e operações de infra-estruturas entre fronteiras. O terceiro pacote foi finalmente promulgado em Julho de 2009, contendo revisões das directivas do gás e da electricidade, regulação transfronteiriça bem como regulamentação adicional, criando uma entidade independente para acelerar a cooperação entre os reguladores nacionais.

O abastecimento de gás e de electricidade na Europa era historicamente organizado entre diferentes negócios. A maioria dos países da UE progrediu no sentido da auto-suficiência no abastecimento de electricidade. No caso do gás natural, no entanto, poucos países, particularmente o Reino Unido e a Holanda, tinham recursos suficientes para cobrir a procura nacional. A maioria dos países tornou-se dependente das importações dos países vizinhos produtores de gás: Rússia, Noruega e Argélia. O abastecimento, na maioria dos casos, era gerido por entidades públicas, provocando um domínio de produtores nacionais de electricidade e de empresas importadoras de gás, que também detinham o monopólio sobre as linhas de transmissão de electricidade e dos principais *pipelines* de gás. Nalguns países era permitida a entrada de empresas privadas, no entanto, teriam de ficar sob controlo governamental. Níveis mais baixos de abastecimento (distribuição de electricidade e de gás) gozaram de direitos monopolistas semelhantes mas, neste caso, a estrutura pública e privada já diferia significativamente entre países.

Em vez de se fixar num mercado comum interno, a UE desenvolveu-se no sentido de mercados regionais e locais, caracterizados por diferentes estruturas de mercado e de condições de competição. Alguns países, nomeadamente o Reino Unido, transformaram completamente as indústrias de electricidade e de gás, acabando com direitos monopolistas e dividindo e privatizando a indústria de gás e de electricidade de forma a reduzir a concentração de mercado. De facto, com a liberalização dos mercados, o Reino Unido conseguiu uma maior diversificação no abastecimento do gás, conseguiu atingir os preços mais baixos da Europa, em termos de gás e electricidade.

Uma competição livre deve significar que os consumidores de energia têm a opção de escolher o serviço que pretendem e que os fornecedores não devem encontrar barreiras na entrada no mercado. Isto deve depender, nas condições de mercado livre, de actores dominantes e de uma

regulamentação harmonizada para os contextos nacionais; considerar os diferentes contextos nacionais é importante na medida que assegura que as empresas de um dado país não gozarão de melhores oportunidades em território nacional que as empresas de outros membros; esta vantagem competitiva deve ser considerada no âmbito do mercado interno.

As reformas levadas a cabo em 2003 (segundo pacote de medidas) forçou os Estados-Membros a assegurarem que todos os consumidores poderiam alterar fornecedores em 2007. Esta reforma também obrigou as companhias que gerem as redes eléctricas a informar, com transparência, os agentes do mercado, sobre os termos de acesso à rede. Mesmo assim, esta reforma não resolveu os problemas decorrentes do facto de as redes não serem independentes dos interesses de abastecimento.

Uma das reformas mais importantes no âmbito do mercado interno é a necessidade de *unbundling*, ou seja, a separação entre as actividades de produção e de distribuição do gás e electricidade. Desta forma, obrigam-se os monopólios a ceder o domínio das redes de transporte, não permitindo o seu envolvimento directo nestas operações; impede-se a entrada de novos operadores, evitando asfixiar a competitividade.

Em Julho de 2009, surge o terceiro pacote de medidas do mercado interno: novas directivas para o gás e para a electricidade, nova regulamentação para a harmonização de comércio transfronteiriço para o gás e para a electricidade, regulamentação específica promovendo o estabelecimento de uma nova instituição regulamentar – ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – que deve promover a cooperação entre os reguladores europeus.

Como nos restantes países europeus, em Portugal, o processo de liberalização ocorreu de forma faseada, começando por incluir os clientes de maiores consumos e de níveis mais elevados de tensão. Desde Julho de 2007, todos os clientes podem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. Quanto ao gás natural, devido à existência muito recente de um mercado em Portugal (o primeiro contrato de fornecimento a longo prazo foi celebrado há menos de 10 anos, em relação à primeira directiva de gás natural) a abertura de mercado deveria ter lugar, o mais tardar, em 2007. Também no caso do gás, o mercado foi liberalizado por fases, tendo a inclusão de todos os consumidores ocorrido em Janeiro de 2010.²

SUSTENTABILIDADE

A energia representa cerca de 80% das emissões de gases de efeito de estufa na UE. A UE está empenhada na redução de emissão destes gases, tanto a nível europeu como a nível mundial, de modo a limitar o aumento global da temperatura mundial em 2°C, até ao final do séc. XXI. No entanto, com as políticas energética e de transportes actuais, estima-se um aumento de emissões médias europeias em 5% para 2030 e de 55% no caso das globais (Linares and Pérez-Arriaga, 2013). As políticas energéticas actualmente praticadas na UE, com objectivos até 2020, não são sustentáveis no longo prazo.

² <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>

A política ambiental é uma das áreas mais importantes da legislação da UE. No entanto, críticos da política ambiental da UE põem em causa a eficiência de algumas medidas, defendendo que o custo do cumprimento de certas normas diminui a competitividade das empresas europeias, especialmente, com o aumento da concorrência de países como a China e a Índia, sem legislação ambiental rigorosa (Youngs, 2011).

A política ambiental na UE é relativamente recente. A protecção ambiental não era mencionada em nenhum documento da União até 1972, altura em que surgem os primeiros planos de acção ambiental europeus (European Environmental Action Plans (EAP)). O Acto Único Europeu, assinado em 1986, marcou o início de um papel mais relevante desta política, introduzindo o princípio de que a protecção ambiental deve ser levada em consideração em toda a legislação comunitária. Com os Tratados de Maastrich (1992) e de Amesterdão (1997), o desenvolvimento sustentável torna-se um dos objectivos centrais da política europeia.

A UE tem assumido um papel de liderança nas negociações ambientais mundiais, em particular, no domínio das alterações climáticas. Em 1997, a União (na altura UE-15) comprometeu-se com uma meta única, de reduzir as emissões de GEE em 8%, em relação aos níveis de emissão de 1990, até 2012. Através de um Acordo de Partilha de Responsabilidades, deu-se uma redistribuição interna da meta, de modo a adaptar os objectivos a cada Estado-Membro, o que se traduziu, para Portugal, um limite de aumento de emissões de 27%, em relação aos níveis de 1990.

Surge então, em 2000, o Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC), prevendo instrumentos para cumprir Quioto, em 3 fases. As medidas da Comunidade para atingir os objectivos incluem instrumentos como o Comércio de Licenças de Emissões (CELE), criado em 2002, aplicáveis a emissões de seis tipos de indústrias. Implementado em 2005, o CELE é o maior sistema *cap and trade* a funcionar entre nações, contando com a participação dos 27 Estados-Membros e da Noruega, Islândia e Liechtenstein. Em 2020, as emissões abrangidas pelo sistema (electricidade, indústria pesada e, a partir de 2012, a aviação) deverão ser 21% mais baixas em comparação com os níveis registados em 2005.

Apesar de diversas iniciativas anteriores, o pacote energia-clima é a estratégia fundamental da UE, em matéria de redução de GEE, formalmente adoptada em Abril de 2009. Assim, os líderes europeus comprometeram-se a reduzir as emissões de GEE em 20% em relação aos níveis de emissão de 1990, em 2020 (valor que ascende a 30% no caso de outros países desenvolvidos se comprometerem a reduzir emissões) e a aumentar a *share* de energia renovável no consumo de energia final, que deverá representar 20% no mesmo período. Os elementos principais deste pacote energia-clima são o CELE revisto (PE e CUE, 2009c), complementado com a Decisão sobre Partilha de Esforço (PE e CUE, 2009a), a Directiva das Energias Renováveis (PE e CUE, 2009b).

A revisão do CELE reforça este instrumento, uma vez que define o objectivo de reduzir os GEE em 21% em relação aos níveis de 2005, para o horizonte 2020, nos sectores abrangidos pelo comércio (representando cerca de 40% das emissões da UE). A Decisão sobre a partilha de esforços regulamenta as emissões para os sectores não abrangidos pelo CELE (cobrindo as restantes 60% de emissões), tendo como meta a redução de 10% das emissões da UE em 2020, em comparação com 2005. O esforço será partilhado pelos Estados-Membros, de acordo com os princípios de solidariedade e equidade, resultando em diferentes metas para os diferentes países (Behrens and

Egenhofer, 2011). Espera-se que dos dois regulamentos resulte uma diminuição das emissões em 14% comparando com os níveis de 2005, o que equivale à redução de 20% em relação aos níveis de 1990.

A Directiva das Energias Renováveis cria um quadro regulamentar comum para a promoção de fontes de energia renováveis (FER), com vista a um aumento da representação das renováveis para 20% no consumo de energia final da UE, até 2020 (ou 8,5% em relação a 2005) e, no caso do sector dos transportes, de 10%, sendo esta última comum para todos os Estados-Membros. A Directiva estabelece, para cada Estado-Membro, uma meta nacional para a incorporação de renováveis no consumo de energia final sendo, no caso de Portugal, de 31%. Cada Estado-Membro terá de adoptar um Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis - PNAER), definindo como alcançar a metas propostas. Apesar de a directiva prever mecanismos de flexibilidade e de cooperação (por exemplo, transferências entre Estados-Membros, projectos com países em desenvolvimento), a maior parte das metas será alcançada através de acções domésticas (Behrens and Egenhofer, 2011). Esta directiva também estabelece uma base comum no que toca à incorporação das renováveis na rede eléctrica e inclui critérios de sustentabilidade para os biocombustíveis, de modo a garantir que estes sejam contabilizados como energia renovável, no âmbito desta directiva.

Há, então, necessidade de uma abordagem integrada dos problemas climáticos e energéticos no seio da UE, o que inclui, entre outros, investimento em FER, desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) e, no caso de os Estados-Membros assim entenderem, investimento em energia nuclear. A implementação destas tecnologias deverá ser feita a grande escala, de forma a reduzir os custos. De facto, ao duplicar a capacidade das renováveis (com excepção do vento) obtêm-se grandes reduções de custos, na ordem dos 15-20% para a fotovoltaica e de 20% para a solar (aquecimento de água), o que justifica políticas que apoiem proactivamente tecnologias de baixo carbono (IEA, 2008).

A eficiência energética é uma componente central para combater os altos preços que a energia assume nos dias de hoje, nomeadamente, para o período de transição de desenvolvimento e maturação de tecnologias, de modo a tornar a factura energética relativamente constante. A eficiência energética é um elemento importante da Segunda Análise Estratégica da Política Energética (CE, 2008b) e, tal como já foi referido, há um objectivo de aumento de 20% até 2020.

Neste contexto, a legislação-chave relativa a edifícios e produtos consumidores de energia foi revista e reforçada para ir ao encontro das metas europeias. Da mesma forma, a CE, apresentou um novo plano de eficiência energética em 2011, bem como uma nova directiva relativa à eficiência energética, uma vez que estimou que, em 2020, a UE não conseguiria ir além dos 10% (metade da meta proposta) (CE, 2008a). Salienta-se, nesta nova directiva, a obrigação legal de estabelecer regimes de eficiência energética ou de adoptar outras medidas destinadas a obter economias de energia e, desde que exista equivalência de poupança, os Estados-Membros podem combinar regimes obrigatórios com medidas de política alternativas, incluindo programas nacionais de eficiência energética (PE e CUE, 2012).

De acordo com a IEA (2012), a UE foi responsável, em 2007, por apenas cerca de 14% das emissões globais e dado o cenário de referência, esta contribuição diminui para cerca de 9% até 2030, ou seja, a capacidade que a UE tem de mitigar as emissões globais é muito limitada (Behrens and Egenhofer,

2011). As reduções acumuladas de CO₂, da UE, entre 2008 e 2020 (com a meta de redução de 20%) deverão representar apenas 40% das emissões anuais chinesas em 2020. Mesmo que todos os países da OCDE reduzam as suas emissões, na totalidade, até 2030, as restantes emissões são suficientes para ultrapassar os níveis requeridos para o aumento global de temperatura de 2°C (Behrens and Egenhofer, 2011). Posto isto, torna-se claro que para se ter uma cooperação internacional eficaz no combate as alterações climáticas, há necessidade da participação dos países em desenvolvimento, sobretudo, das economias emergentes.

As emissões totais na UE-27 caíram em 15%, entre 1990 até 2010, com reduções em todos os sectores, com a excepção do sector dos transportes (Figura 2.4). A maior redução deu-se na categoria dos solventes (-32%), seguindo-se os resíduos (-30%), processos industriais (-26%), agricultura (-22%) e energia com excepção dos transportes (-20%). O aumento de emissões para o mesmo período, no sector dos transportes, foi de 20%.

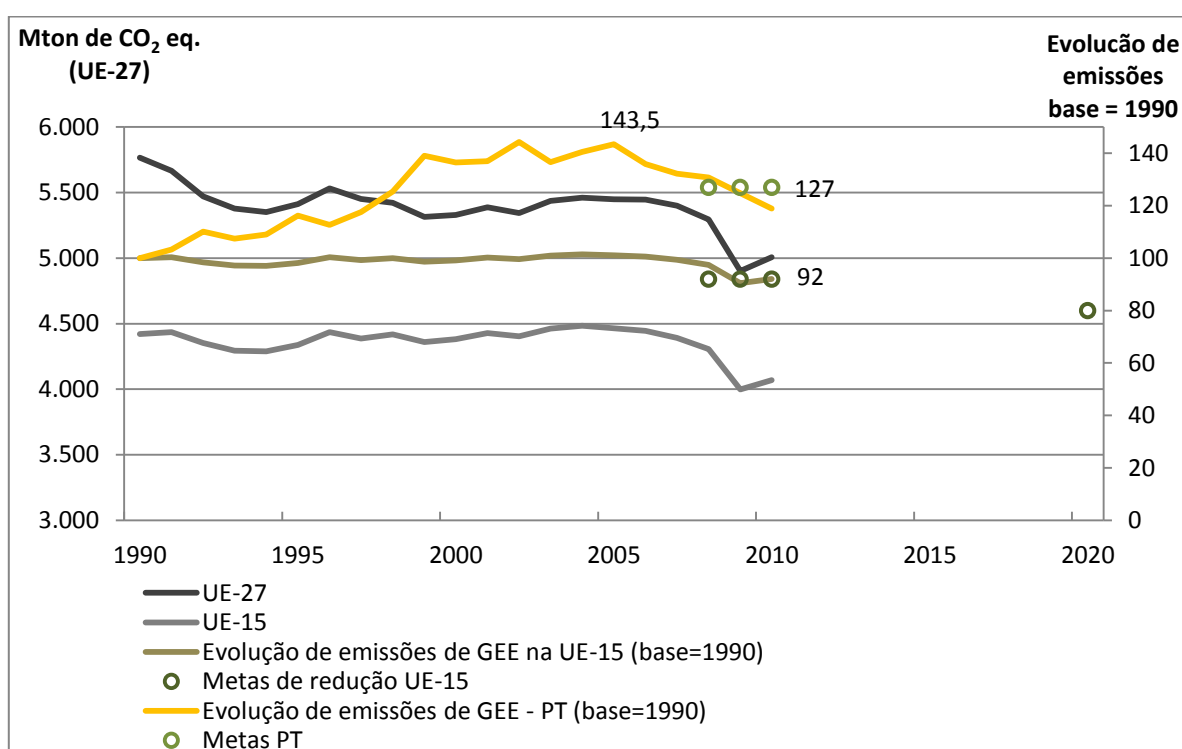


Figura 2.4. Evolução das emissões de GEE desde 1990 na UE-27, UE-15 e em Portugal e respectivas metas de redução de emissões. Dados: Eurostat

Uma vez que 80% das emissões da zona Euro resultam do sector energético (Figura 2.5), com especial importância para os transportes, uma abordagem integrada de políticas e metas climáticas e energéticas torna-se crucial para a satisfação dos objectivos fundamentais da política energética da União.

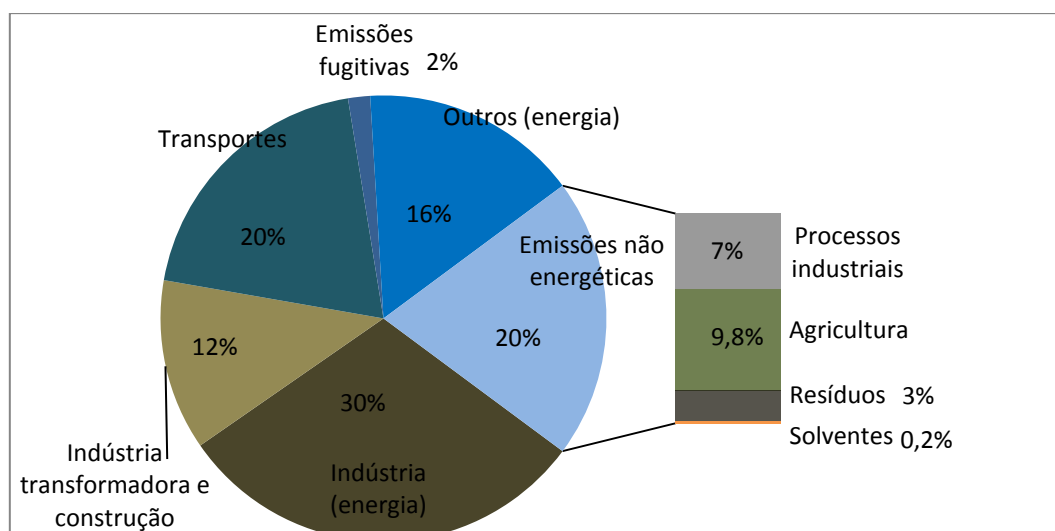


Figura 2.5. Estrutura das emissões de CO₂ eq na UE-27, em 2010. Dados: Eurostat (2012).

O sector dos transportes foi responsável por cerca de 1/3 da energia consumida na UE, e por 20% das emissões europeias, em 2010 (Eurostat, 2012; Linares and Pérez-Arriaga, 2013). Além disso, foi o único sector da economia europeia a aumentar as emissões desde 1990, tendo sofrido um aumento de 20% em 2010 (26% em 2008) (Eurostat, 2012; Linares and Pérez-Arriaga, 2013). Este sector é altamente dependente dos hidrocarbonetos, pelo que a sua descarbonização é fundamental. O transporte rodoviário continua a ser o responsável pela maior parte das emissões no sector dos transportes (71%) (Behrens and Egenhofer, 2011). Estes dados revelam, claramente, que este sector pode desempenhar um papel importante na política climática europeia. A partir de 2003, surgem as primeiras metas para os biocombustíveis com a Directiva Biocombustíveis, em seguida a Directiva Energias renováveis e por fim, para a redução da intensidade de carbono nos combustíveis fósseis, a directiva Qualidade. Com a Directiva Biocombustíveis vinculou-se uma meta de 5,75% de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis destinados a transporte, para 2010 (meta intermédia de 2% para 2005), tendo com o Pacote Energia-Clima fixado a meta para 10%, para o horizonte 2020 (PE e CUE, 2003; Hamilton, 2009).

Uma vez que o sector dos transportes depende, em 96%, de hidrocarbonetos e, principalmente, do petróleo, a redução de emissões neste sector trará grandes benefícios em termos de segurança de abastecimento. No entanto, os biocombustíveis e outros renováveis são insuficientes para responder a esta vulnerabilidade. Estima-se que a elevada procura global de transporte na UE (de acordo com a IEA, 18% em 2020), que o objectivo de incorporar 10% com biocombustíveis ou outros renováveis, embora crie uma margem de segurança adicional, pode apenas reduzir, moderadamente, a dependência europeia em petróleo. Uma vez que as importações continuam a aumentar, face ao declínio da produção do Mar do Norte, uma estratégia para um sector de transportes de baixo carbono parece inevitável.

A política europeia relativa ao transporte focou-se, até à data, no aumento da eficiência, reduzindo custos e aumentando a velocidade de transporte, mas falhou no que toca a considerações ambientais. Os elementos do pacote energia-clima relacionados com o transporte (incluindo a Directiva Renováveis, a Directiva para Veículos Não Poluentes (PE e CUE, 2009e) e a Directiva sobre a

Qualidade de Combustíveis (PE e CUE, 2009d) representam um passo na direcção de uma economia de baixo carbono, mas ficam muito aquém de uma estratégia integrada.

Com o reforço do comércio de emissões, através do pacote energia-clima, a UE começou a tratar a questão climática internamente (no mercado interno). Internacionalmente, a UE continua a tentar um acordo global, juridicamente vinculativo, para o período pós-2012, reflectindo a maior facilidade, para a UE, na transição em direcção a uma economia de baixo carbono num contexto global de redução de emissões.

A liderança da UE, no combate às alterações climáticas e no aumento da eficiência energética, cria grandes oportunidades para avanços tecnológicos e para novos domínios de exportação e de excelência a nível mundial. O Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas (CE, 2007a) (SET-Plan) representa um passo em direcção à dinamização de um sector de tecnologia limpa, actualmente caracterizado por elevados custos, barreiras de mercado e falta de investimento. Contudo, ainda há muitos desafios por resolver. Um deles é o nível de financiamento. Com a necessidade de financiamento elevada para um futuro de baixo carbono na Europa, as revisões de orçamentos anuais são a oportunidade perfeita para alocar/redistribuir financiamento a este tipo de tecnologias. De forma muito gradual, uma política tecnológica na UE começa a emergir. Até à data, o contributo da UE é tipicamente baixo tendo em conta o valor acrescentado da UE. Da mesma forma, mas a um prazo mais longo, também haverá necessidade de financiamento de outros programas para o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono para outros sectores, como por exemplo, os transportes.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A UE, em particular Portugal, é caracterizada pelas altas dependências energéticas (Figura 2.6), o que cria vulnerabilidades no âmbito da segurança de abastecimento. Por outro lado, tal como já foi referido, quase 80% da energia consumida na UE deriva de combustíveis fósseis e destes, 70% são importados. Este é um factor que expõe o modelo energético actual a riscos de abastecimento.

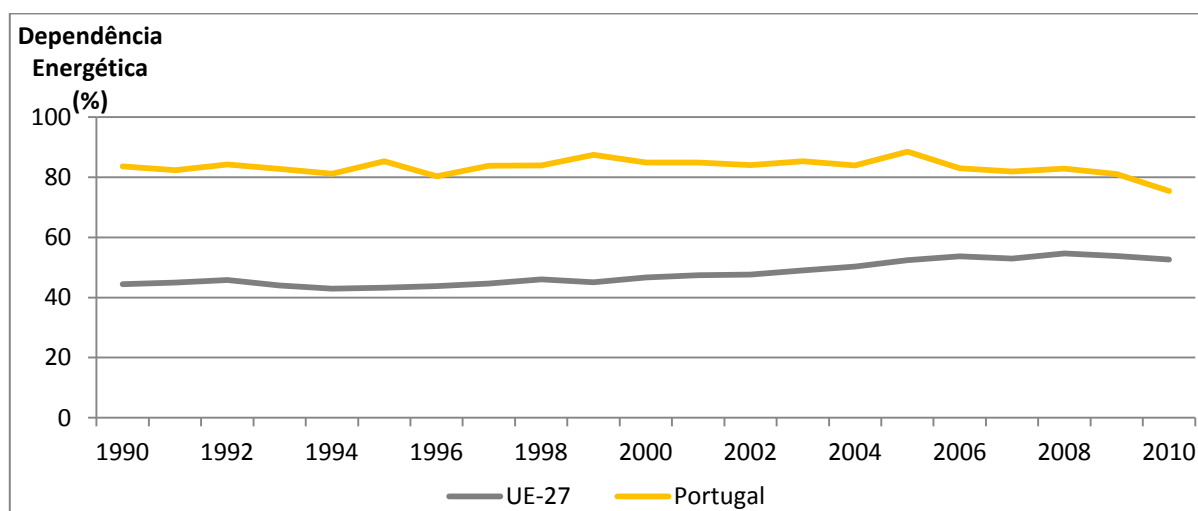


Figura 2.6. Dependência energética na UE-27 e em Portugal, entre 1990 e 2010. Dados: Eurostat

As medidas anteriormente descritas para satisfazer os objectivos de competitividade e de sustentabilidade estão estreitamente relacionadas com a segurança do abastecimento. De facto, tanto a criação do mercado interno de energia como a melhoria das redes energéticas pode melhorar significativamente o abastecimento energético da Europa. Por outro lado, as medidas de descarbonização da economia, como a passagem para os biocombustíveis, a melhoria da eficiência energética, a diminuição da intensidade energética da economia, são medidas que visam a diminuição global do consumo energético, em particular, a diminuição do consumo de fontes fósseis, que são responsáveis pela maior exposição da Europa a riscos de perturbações. Algumas medidas que visavam a segurança energética, através da melhoria das relações externas da UE com países terceiros, têm sido ponderadas, como no caso do tratado da comunidade da energia. A geopolítica é um campo extremamente importante na segurança de abastecimento energético. Por outro lado, medidas como o stock de petróleo visam aumentar a resiliência do sector energético europeu.

Nos últimos anos, poucas áreas políticas sofreram uma evolução tão rápida como a segurança de abastecimento. Com a sua dependência externa do petróleo e do gás natural a crescer inexoravelmente, a UE está determinada em tornar-se um actor principal nas questões energéticas, especialmente no que toca à questão da política externa.

Na sequência da adopção do Acto Único Europeu, em 1986 e até ao colapso da União Soviética (URSS), não houve grandes iniciativas no sentido de estabelecer relações externas com países produtores de energia, a fim de garantir a futura procura energética na Europa. A CE, em 1988 através do documento relativo à criação de um mercado interno energético (European Community Commission, 1988), expressou a necessidade de estabelecer um mercado interno energético e analisou os obstáculos à criação de tal mercado na Europa. A única referência ao exterior foi a menção de que "há um lado internacional da energia" e o facto de a Europa estar dependente de recursos exteriores, em metade das suas necessidades energéticas (Haghighi, 2007a).

Apenas após o colapso da URSS, se deu o início a um processo de debate no estabelecimento de relações internacionais focadas, principalmente, no sector energético, com o objectivo de estabelecer um quadro que garanta, a longo prazo, um fluxo livre de energia dentro da UE. Embora a necessidade de garantir o abastecimento energético na UE sempre tenha existido, até então, este problema ficava ao cuidado de cada Estado-Membro, com a excepção da directiva comunitária sobre as reservas de petróleo, como medida preventiva em caso de crise energética.

Após o colapso da URSS, considerando a quantidade de recursos energéticos e a proximidade geográfica de alguns novos estados independentes, relativamente à Europa, foram desenvolvidos esforços de cooperação internacional, de modo a tirar proveito desta situação. É assim que surge o Tratado da Carta da Energia (CE, 1994), que pode ser visto como a primeira tentativa da UE para garantir a sua segurança energética a um nível multilateral, incluindo investimento, comércio dos materiais e produtos energéticos, trânsito e resolução dos litígios.

Houve muita actividade política na última década, com uma intensa quantidade de iniciativas formais relacionadas com a segurança energética. Uma série de novos compromissos foram criados, estabelecendo as bases para a dimensão externa da política energética.

O diálogo sobre energia entre a Rússia e a UE teve início em 2000. Em Novembro de 2004, deu-se início a uma cooperação entre a UE e as regiões do Mar Cáspio e Mar Negro. Em Outubro de 2005, o Tratado da Comunidade de Energia (CE, 2006a) é assinado, com o objectivo de incorporar os estados e territórios dos Balcãs no mercado regional europeu para o gás natural e a electricidade bem como de coordenar as ligações energéticas. Ainda em 2005, foi assinado um Memorando de Entendimento sobre a cooperação UE-Ucrânia no domínio energético, reflectindo a possibilidade de Kiev entrar na Comunidade de Energia. Parcerias bilaterais semelhantes foram assinadas com Azerbaijão e Cazaquistão. Diálogos energéticos foram desenvolvidos com o Magrebe, na década de 90, sob a Parceria Euro-Mediterrânica. A Política Europeia de Vizinhança (PEV) também contém uma componente energética. Fora do quadro de acordos formais negociados pela Comunidade, foram feitos esforços para iniciar um diálogo energético com a Líbia, depois de 2003. Em Dezembro de 2004, desenvolveu-se um diálogo bilateral entre a UE e a OPEC, tendo sido formalmente estabelecido e desenvolvido, em 2005. Outras iniciativas começaram a aprofundar a cooperação energética com a Turquia, uma vez reconhecida a sua importância enquanto rota de trânsito para a UE.

Reconhece-se que estas iniciativas se desenvolveram de forma fragmentada, no entanto, a deliberação tornou-se mais estratégica. A política energética não foi formalmente constituída no âmbito da Política Externa e de Segurança Comum e não existiu base jurídica para o desenvolvimento de uma política energética externa comum. Quando a Comissão publicou um Livro Verde "Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético" (CE,2000), em Novembro de 2000, este suscitou pouco interesse e não produziu nenhum avanço político concreto.

Na cimeira ocorrida em 2005, em Hampton Court, os dirigentes da UE concordaram em desenvolver uma política energética comum. Assim surgem as primeiras propostas por parte da CE, com o Livro Verde de Março de 2006. Este documento parte da premissa de que "Actuando em conjunto [a UE] tem força para proteger e afirmar os seus interesses" (CE, 2006). Aqui identifica-se uma série de prioridades técnicas e práticas em relação às dimensões internas da política energética. A decisão mais significativa foi, porém, a nível internacional e estratégico. A Comissão invocou a necessidade da UE de ter uma "política energética externa coerente", que representaria "uma ruptura com o passado" – passado esse caracterizado por uma evidente falta de unidade e coordenação. Este documento propõe uma análise estratégica da energia da UE, acompanhada, regularmente, de discussões políticas; "uma melhor integração dos objectivos energéticos em relações mais amplas com países terceiros e as políticas que os apoiam"; criar capacidades de resposta coordenadas, em caso de crise energética e o desenvolvimento de um plano de interconexões prioritárias, para a rede eléctrica e investimento em infra-estruturas, para o transporte de gás (CE, 2006).

A respeito do mercado interno e apesar de se terem alcançado alguns progressos desde 2000, a Comissão declarou que há uma necessidade de explorar novas vias para garantir a segurança energética que enfatizam três objectivos: a segurança do abastecimento, competitividade e sustentabilidade ambiental (CE, 2006b).

Esta declaração resulta do contínuo crescimento da dependência energética, de novas realidades e restrições no âmbito das alterações climáticas, de novos obstáculos na realização de um mercado interno da energia verdadeiramente competitivo e de ansiedades criadas na sequência do conflito entre a Rússia e a Ucrânia no início de 2006, bem como o respectivo impacto potencial sobre a

segurança de abastecimento na Europa (Haghighi, 2007b). De facto, a decisão da Rússia de suspender o fornecimento de gás à Ucrânia, no Inverno de 2005/06 e de petróleo à Bielorrússia, no Inverno de 2006/07 (países de trânsito vitais ao fornecimento energético na UE) evidenciaram as fragilidades do abastecimento energético europeu. Por outro lado, a adesão de países da Europa central e oriental revelou conflitos de interesse históricos, em matéria de política energética. A decisão da Gazprom, detentora do monopólio do gás na Rússia, em conjunto com as empresas alemãs E-ON (energia) e BASF (química), de construir um gasoduto através do Mar Báltico, não servindo a Polónia nem os Estados Bálticos, foi largamente interpretado como um acto de favorecimento da segurança de abastecimento da Alemanha, ao invés da UE, que acabou por levantar dúvidas quanto à unidade da UE em matéria de segurança de abastecimento (Keppler, 2007).

O Livro Verde de 2006 enfatiza seis áreas prioritárias para que a UE tenha um sistema energético mais seguro: (1) completar o mercado interno do gás e da electricidade, (2) solidariedade entre os Estados-Membros, (3) constituir um mix energético mais sustentável, eficiente e diversificado, (4) criar uma abordagem integrada para combater as alterações climáticas, (5) estabelecer um plano estratégico europeu para as tecnologias energéticas, (6) estabelecer uma política energética externa coerente.

Este documento refere-se às preocupações gerais sobre a segurança energética, nomeadamente as seguintes: (1) reservas concentradas num pequeno número de países; (2) aumento da dependência; (3) aumento da procura global de energia; (4) aumento dos preços do petróleo e do gás; (5) alterações climáticas; e (6) desenvolvimento lento de um mercado interno europeu de energia. As preocupações continuam as mesmas desde o Livro Verde de 2000, pelo que surge uma necessidade acrescida de tomar medidas verdadeiramente europeias, contrariamente às medidas nacionais levadas a cabo pelos 27 Estados-Membros até então. Por outro lado, os níveis elevados dos preços de petróleo, em meados de 2000, as interrupções de abastecimento de gás à Ucrânia e ameaças terroristas a oleodutos ajudaram a impulsionar a energia para o topo da agenda política. Neste contexto, surge a necessidade de concretizar a intenção de uma nova estratégia para a criação de uma política europeia energética verdadeiramente comum, a “uma só voz”.

Seguem-se uma série de inovações institucionais reflectindo as novas prioridades relacionadas com as questões energéticas. Foi criada uma unidade energética pertencente ao departamento das relações externas da CE, com instruções específicas, por área geográfica e posterior avaliação de medidas e políticas, de forma a perceber a sua contribuição para a segurança de abastecimento. Em Janeiro de 2007, a comissão pública a tão esperada Análise Estratégica da Política Energética, reiterando os principais objectivos assumidos em 2006: a necessidade de maior “capacidade para reagir face a situações externas de pressão sobre a segurança energética”; a importância de parcerias internacionais baseadas “em regras ou princípios comuns derivados da política energética da UE”; o desejo de “aumentar as relações com os fornecedores externos de energia da UE, continuar a desenvolver amplas parcerias com base no interesse mútuo, transparência, previsibilidade e reciprocidade; a necessidade de criação de mecanismos de solidariedade entre Estados-Membros, especialmente aos estados dependentes de um único fornecedor de gás; a intenção de aumentar o financiamento para projectos energéticos importantes, como o corredor de energia Transcaspiano ou os projectos África Subsariana-Magrebe-UE; a promoção de maior

transparência por parte dos estados produtores e a ideia de nomeação coordenadores europeus para representar os interesses da UE nos principais projectos internacionais (CE, 2007).

Na cimeira de Março de 2007 adoptou-se um plano de acção para o período 2007-2009, abordando a necessidade de diversificação de fontes energéticas; mecanismos de resposta a crises; estruturas governamentais transparentes, tanto para os Estados-Membros como para estados produtores e avaliação dos padrões de importação nos diferentes Estados-Membros. Ainda em 2007, na cimeira de Junho, verificaram-se novas iniciativas. Uma nova base legal foi introduzida, através do Tratado de Lisboa, no campo energético, bem como a disposição de aprovação por maioria qualificada nalgumas áreas da política energética. Por insistência da Polónia surge uma nova cláusula referente ao “espírito de solidariedade entre os Estados-Membros”. Algumas das reformas introduzidas com este Tratado tinham especial relevância na segurança de abastecimento. Em meados de 2008, começaram as preparações para uma nova revisão estratégica que considerasse a necessidade de mais instrumentos de política em segurança de abastecimento.

Sob o Tratado de Lisboa, criou-se um novo departamento energético, combinando diplomatas em matéria de energia e em política externa, uma medida que possibilita uma estratégia energética mais segura e mais informada. Com o Tratado de Lisboa, é a Direcção Geral de Energia Europeia que lida com a dimensão externa da política energética, em vez do novo serviço europeu para a acção externa. São preocupações geopolíticas que estão na origem de toda esta actividade política.

Um mercado energético interno liberalizado é constantemente apresentado como a melhor ferramenta política externa. O mercado interno promove uma distribuição mais eficiente e flexível das fontes energéticas na Europa e também molda a dimensão externa da segurança energética, incentivando uma relação de interdependência energética. A Comissão exigiu, em matéria da liberalização do mercado, a dissociação das actividades de abastecimento das de distribuição (*unbundling*), tendo indicado que esta é a chave não só para uma maior eficiência interna, como também para a segurança externa (World Energy Council, 2010). Uma vez que as grandes empresas de países terceiros, como a Gazprom, também se teriam de dissociar no mercado europeu, confere-se protecção aos consumidores europeus. Ao desagregar as grandes empresas energéticas europeias, torna-se mais difícil para empresas de países terceiros ganharem uma posição dominante, uma vez que têm de negociar a sua posição, através de acordos bilaterais. A legislação interna de concorrência condiciona a política externa; por exemplo: a UE exige aos países produtores de petróleo não comunitários que abandonem as cláusulas de destino, nas quais tradicionalmente se proibia o comprador de transferir o excedente para outros estados. Estas disposições prejudicam a exclusividade dos contratos bilaterais. Os abastecimentos têm melhores condições de fluir, consoante as necessidades dentro da UE, ganhando os estados comunitários poder sob os estados produtores. As regras internas europeias são o que providencia, à política externa, influência e unidade. Os regulamentos do mercado interno são definidos como a base essencial para a projecção internacional da UE em termos de energia.

O “Plano de acção em matéria de segurança e solidariedade energéticas”, apresentado pela Comissão em Novembro de 2008 (CE, 2008b), foca a relevância da política energética externa, reforçando a importância da segurança de abastecimento na zona Euro.

Ainda em 2006, é instituída a Comunidade da Energia, criando um mercado interno para o gás natural e para a electricidade, sem fronteiras entre as Partes, reunindo os 27 Estados-Membros da UE e mais 7 estados e territórios dos Balcãs (CE, 2006a).

Tal como já foi referido, em Janeiro de 2007, a Comissão avançou com os objectivos estratégicos de modo a orientar a política energética na UE com o documento "Uma política energética para a Europa" (CE, 2007b). No seguimento deste documento surge a segunda análise estratégica da política energética em complementaridade com medidas apresentadas anteriormente, com propostas para um plano de acção sobre segurança energética e solidariedade, organizado em cinco pontos e que incide em: (1) Necessidades em infra-estruturas e diversificação do abastecimento energético; (2) Fortalecimento das relações externas no domínio da energia; (3) Melhoria das reservas de petróleo e de gás (CE, 2008b) e mecanismos de resposta a crises; (4) Promoção da eficiência energética e (5) Melhor aproveitamento possível dos recursos energéticos endógenos da UE (incluindo as energias renováveis).

Relativamente às infra-estruturas, em 2010, a Comissão publica um relatório estratégico delineando a sua visão para uma política energética futura, de que resultaram as necessidades em matéria de infra-estruturas divulgadas na publicação "Prioridades em infra-estruturas energéticas para 2020 e mais além — Matriz para uma rede europeia integrada de energia". Em 2011 publica-se o regulamento que serve de base para facilitar os procedimentos com vista ao financiamento de projectos de interesse comum, uma vez reconhecida a importância das infra-estruturas transeuropeias no reforço e integração do mercado interno, visto que o Conselho Europeu acordou no objectivo de completar o mercado interno em 2014.

Quanto às relações externas, a Comissão adopta o objectivo de promover uma maior cooperação entre a UE e os seus países vizinhos e criar uma área de regulamentação mais ampla, através de um intercâmbio de informação regular sobre acordos e colaboração intergovernamentais, nos domínios da concorrência, da segurança, do acesso a redes e de segurança do abastecimento (CE, 2011).

Em matéria de reservas de emergência e mecanismos de resposta a crises, no âmbito da garantia de abastecimento de gás, é adoptado o Regulamento (UE) nº 994/2010 com uma lista de medidas resultantes dos planos preventivo e de emergência. Com a Directiva 2009/119/CE, exige-se aos Estados-Membros que mantenham reservas mínimas de petróleo correspondentes a 90 dias de importações líquidas diárias médias ou a 61 dias de consumo interno diário médio, considerando o maior valor destas quantidades.

Em 2009, surge um plano de acção de recuperação europeia, visando apoiar financeiramente projectos no domínio da energia. O pacote de recuperação apoiou projectos nos domínios de: (1) infra-estruturas de gás e electricidade (2 365 mil milhões de euros); (2) energia eólica *offshore* (565 milhões de euros); (3) captura e armazenagem de carbono (1 050 mil milhões de euros). Dos projectos enunciados destacam-se projectos de equipamento técnico de inversão do fluxo de gás, do sentido este-oeste para oeste-este (devido à crise do gás de 2009); instalação do primeiro parque eólico *offshore* de grande dimensão e projectos de demonstração no âmbito do CCS com 3 tecnologias distintas de captura de CO₂, bem como formas de armazenamento diferentes *onshore* e *offshore*, em jazidas de hidrocarbonetos e aquíferos salinos.

3. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO ENERGÉTICO

Nos últimos anos, a segurança energética tem-se tornado uma das grandes questões internacionais. Definir este conceito é complexo e controverso dado o número de intervenientes e respectivas visões sobre o assunto.

Centenas de milhões de pessoas sofrem de cortes de energia constantes devido a um sistema eléctrico não fiável. Adicionalmente, cerca de 40% da população mundial ainda depende de formas tradicionais de energia como madeira, resíduos agrícolas e animais. Claramente, para esta metade da população, o significado de segurança energética é diferente do das economias mais desenvolvidas prendendo-se, antes de mais, o abastecimento para a satisfação das necessidades básicas. Nas economias mais desenvolvidas, nas quais as necessidades são mais complexas, a segurança energética é uma questão de fiabilidade de abastecimento, de garantia do abastecimento dos recursos energéticos, em quantidade suficiente para o consumo, de acessibilidade e protecção em relação a possíveis interrupções (Luft and Korin, 2009).

Deste modo, o significado de segurança energética difere entre países, consoante a sua posição geográfica, existência de recursos, relações internacionais, sistema político e o estado económico. Enquanto os países importadores ambicionam a segurança de abastecimento e baixos preços energéticos, os exportadores procuram a segurança da procura - garantia de que a sua produção será comprada a preços justos a longo prazo, de modo a terem receitas estáveis e previsíveis. A definição de segurança energética de cada país tem muito a ver com a situação particular energética, a forma como vê as suas vulnerabilidades em relação a perturbações no respectivo abastecimento.

Nas economias mais desenvolvidas, nos anos 70, o foco centrava-se nas perturbações do abastecimento do petróleo. Já na última década, problemas como ataques terroristas, conflitos políticos no transporte transfronteiriço de petróleo e gás, choques de preço, efeitos potenciais do aquecimento global têm ganho especial interesse no plano político e público. O World Economic Forum (WEF) considera a segurança energética um termo geral que abrange muitas dimensões, ligando energia, crescimento económico e poder político (WEF, 2012). A IEA (1995) descreve a segurança energética como sendo "a disponibilidade física ininterrupta de produtos energéticos no mercado a preços acessíveis, respeitando as preocupações ambientais".

Outros abordam o tema como um conceito multidimensional, incluindo dimensões externas e internas ao mesmo conceito. A Comissão Europeia define este conceito como a garantia das necessidades energéticas futuras, satisfeitas pela partilha interna dos recursos energéticos e das reservas estratégicas sob condições económicas aceitáveis e utilizando fontes diversificadas, externamente estáveis e acessíveis (EC, 1995). Esta noção inclui a dimensão de segurança física, segurança económica e a continuidade de abastecimento. A abordagem da UE na matéria evoluiu, estando orientada, actualmente, para o bem-estar dos cidadãos e o bom funcionamento da economia, a disponibilidade física ininterrupta dos produtos energéticos no mercado, a preços acessíveis para todos os consumidores (privado ou industrial), respeitando a componente ambiental e procurando alcançar um desenvolvimento sustentável (EC, 2000). Desta forma, adicionam-se as dimensões social e ambiental ao conceito.

Não há, deste modo, consenso entre economistas, especialistas em energia e políticos quanto à hierarquia dos desafios energéticos para a Europa, no curto e longo prazo. O conceito de segurança de abastecimento energética apesar de largamente utilizado, não se encontra bem definido; de facto, depende do contexto em que se insere e de quem o define. Sovacool (2011), num estudo sobre o tema, encontrou 45 definições para segurança de abastecimento. Apesar de grande parte das definições não variarem muito entre si, as dimensões e os elementos que compõe este conceito são extremamente diversos.

Contudo, e em linha com os actuais debates sobre segurança de abastecimento na Europa, pode-se identificar uma série de riscos e potenciais consequências. Destacam-se riscos decorrentes da disponibilidade de energia, dependência das importações, volatilidade de preços, estabilidade e fiabilidade do sistema de abastecimento, riscos regulamentares e decorrentes das alterações climáticas, acidentes e ameaças terroristas.

Os riscos técnicos são inerentes a qualquer e todo sistema energético, independentemente das suas condições ou exposição a factores internos e externos. Os impactes e consequências de grandes riscos, decorrentes de acidentes, têm sido tema de numerosas análises. Desastres naturais como terremotos e tempestades também podem desencadear falhas técnicas nos sistemas. Por outro lado, estudos recentes indicam que uma alteração climática provavelmente afectará as infra-estruturas actuais e alterará a potencialidade de certos recursos, de que é exemplo a hidroelectricidade.

A disponibilidade de energia numa economia é, evidentemente, um elemento presente em todas as definições. Uma perturbação de natureza física pode ocorrer quando a fonte energética se esgota ou a produção é interrompida, temporariamente ou permanentemente (Costantini *et al.*, 2007). O aumento rápido da procura dos combustíveis fósseis, com o aparecimento de novos grandes consumidores (China e Índia) e a passagem de algumas economias industrializadas, da condição de exportadoras para a de importadoras, de que é exemplo os Estados Unidos da América (EUA), traduz a crise energética que se vive. As previsões (*current policies* da IEA) apontam para um consumo mundial de combustíveis fósseis de cerca de 12,2 mil Mtep em 2020 e de 14,6 mil Mtep em 2035 (em 2009 era de 9,8 mil Mtep) (IEA, 2011a).

O possível esgotamento dos recursos fósseis, referido por vezes como riscos geológicos, constitui uma subcategoria dos riscos técnicos. As reservas de petróleo e de gás da UE estão em declínio e mais de 90% das reservas mundiais de hidrocarbonetos são controladas por empresas estatais do Médio Oriente e da Eurásia. A escassez destes recursos suscita preocupações que se prendem com o facto de existir uma incerteza em relação à quantidade de recursos existentes, muitas vezes por razões políticas. As reservas do Mar do Norte devem-se esgotar entre 2030-2050 pelo que a UE acabará por não vir a dispor de recursos significativos de hidrocarbonetos, a custos razoáveis (EC, 2000).

A questão não passa apenas pela dificuldade de acesso das empresas europeias aos mercados de gás e petróleo, mas também pelo facto de as reservas totais de hidrocarbonetos permanecerem desconhecidas. Para alguns, a produção de petróleo atingirá o seu pico nos próximos 20 anos ou perto disso. Outros acreditam que estamos longe de atingir o pico uma vez que apenas 1/3 das reservas mundiais foram exploradas até agora (Yergin, 2011).

Os riscos económicos abrangem principalmente, a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis no mercado. As variações de preço podem derivar da relação de oferta/procura actual ou de previsões de desequilíbrios nesta relação. Recentes tendências de mercado mostram que há outra causa de preocupação ligada a flutuações de preços, resultantes da especulação, como forma de antecipar potenciais perturbações. A percepção geral, por parte dos operadores de mercado, de uma futura perturbação do mercado leva a compras desencadeadas pelo pânico, mesmo quando a oferta e a procura parecem estar em equilíbrio. O resultado é um aumento elevado dos preços, afectando directamente os custos das empresas e o poder de compra dos consumidores (EC, 2000).

Mesmo que não previsto, o mercado pode ter capacidade para absorver este tipo de pressões. No entanto, a curto prazo, os aumentos acentuados dos preços causam sérias preocupações. Por um lado, criam desequilíbrios financeiros e comerciais entre os países produtores e consumidores prejudicando, em particular, a economia dos países consumidores, dados os aumentos das facturas energéticas. Os preços altos tendem a abrandar o desenvolvimento económico podendo, eventualmente, prejudicar as economias dos países produtores. Por outro lado, a diminuição de preços tende a diminuir a capacidade de investimento nos países produtores, criando novos obstáculos ao abastecimento de petróleo e gás (Luft and Korin, 2009).

Os riscos regulamentares relacionam-se com as políticas estabelecidas pelos governos dos países produtores, podendo prejudicar o nível de investimentos futuros e, consequentemente, afectando a produção e os preços. No passado, vários abastecedores mostraram-se incapazes de aumentar a produção, contribuindo para uma maior pressão nos preços de mercado (Riley, 2006; Riley, 2008). Outro exemplo deste tipo de riscos prende-se com a eliminação de uma opção de abastecimento como resposta política, de que é exemplo a eliminação gradual da energia nuclear, devido a problemas de aceitação social (Bigano *et al.*, 2009).

Os riscos geopolíticos relacionam-se com potenciais decisões governamentais de suspender fornecimentos, devido a políticas deliberadamente aplicadas, guerra, conflitos civis e terrorismo. A indústria energética nos países produtores é sujeita a interferências consideráveis, por parte dos governos, e não funciona em função de uma estrutura de mercado competitiva. A isto acrescem as preocupações com a utilização da energia como uma arma política. Por outro lado, o abastecimento é ameaçado pela instabilidade das regiões produtoras, onde guerras civis, conflitos locais e terrorismo são muitas vezes a causa de danos nas instalações e infra-estruturas energéticas (GRCF, 2010) .

Os riscos ambientais descrevem essencialmente os danos potenciais devidos a acidentes (derrames de petróleo, acidentes nucleares ou rupturas de barragens) e, por outro lado, as emissões de GEE. As visões da política climática são cada vez mais suportadas pela ideia de que os países industriais precisarão de diminuir pelo menos 60-80% de emissões, em 2050 (Stern, 2007). Uma vez que 80% das emissões totais estão associadas à utilização de combustíveis fósseis nos sectores da produção de energia, transportes, doméstico e industrial, a política energética irá ser pressionada progressivamente pelos objectivos climáticos (Eurostat, 2012). As fontes energéticas de baixo carbono, como por exemplo as renováveis e a nuclear, continuam a ser essenciais para enfrentar o desafio das alterações climáticas, cujo foco principal, actual, que continua a dominar o modelo energético da UE, é como reduzir as emissões de GEE, decorrentes da queima de combustíveis fósseis. O principal obstáculo que se coloca à UE é a ausência de um acordo global em matéria de

alterações climáticas que permita dar sinais correctos aos investidores (Behrens and Egenhofer, 2008).

Outro factor fundamental, quando se estuda a segurança energética, é a escala temporal. Este factor difere consideravelmente, para os diferentes riscos, variando desde fracções de segundo a centenas de anos (IEA, 1995; Stern, 2006). A curto prazo, a preocupação reside nos impactes disruptivos de um choque de preços ou num corte de abastecimento inesperado. Este último é geralmente associado a cortes de abastecimento devido a acidentes, condições climáticas extremas, ataques terroristas ou falhas técnicas de redes. A longo prazo, a preocupação centra-se na disponibilidade de energia suficiente para o abastecimento, capaz de permitir um desenvolvimento económico estável e sustentável. Aqui realça-se a depleção geológica, a adequabilidade dos investimentos à capacidade de produção, infra-estruturas e redes de transporte, cortes de abastecimento regionais devidos a crises regionais, bem como a qualidade de gestão dos sistemas, incluindo mecanismos de mitigação no domínio dos preços e mercados.

A dimensão temporal é também relevante no que concerne às características técnicas dos sistemas energéticos, como as evoluções tecnológicas ao longo do tempo. Assim, podem-se reduzir significativamente algumas ameaças devido ao progresso tecnológico (aumenta, por exemplo, a segurança das infra-estruturas de transporte); por outro lado, novas tecnologias, nas fases iniciais, podem trazer riscos imprevistos que não foram tidos em conta na fase de planeamento.

A UE é confrontada tanto com riscos de segurança energética internos como externos. Todos os elementos relacionados com importações energéticas são riscos externos, nomeadamente problemas geopolíticos, transporte, problemas técnicos na produção. Já as incertezas relacionadas com a procura energética, infra-estruturas, orientações políticas e evolução e desenvolvimento institucionais, referem-se a problemas internos de segurança energética.

Os riscos de mercado, no quadro da liberalização, têm de ser abordados, tanto na perspectiva dos impedimentos, poderes de mercado ou problemas na regulação, como na do impacte potencial na evolução das importações. Lidar com problemas externos envolve o desenvolvimento de diplomacias e presença de empresas europeias nos mercados internacionais (Bigano *et al.*, 2009).

Em conclusão e tal como veio sendo referido, há vulnerabilidades específicas para cada fonte de energia. De seguida serão abordadas algumas delas.

3.1. PETRÓLEO

O petróleo é o recurso energético dominante no mundo actual, representando cerca de 33% em 2009 da procura global de energia, sendo que da procura total de petróleo, 14% corresponde à da UE (IEA, 2011a). Deste modo, o petróleo é uma fonte energética de importância vital para a UE. A sua importância relaciona-se especialmente com o sector dos transportes, seguido do sector industrial. A utilização de petróleo, para a geração de electricidade, tem diminuído desde 1990, devido a alterações ocorridas nas centrais eléctricas (passaram a utilizar o gás natural) e, em menor escala, às renováveis. Espera-se que esta tendência continue a ser verificada: o petróleo será utilizado como combustível apenas em nichos de mercado, mas continuará a dominar o sector dos transportes. A procura global do sector dos transportes é, efectivamente projectada para aumentar em 28% em

2020 e a meta de substituir 10% de combustível com FER, mesmo que seja alcançado, espera-se que reduza apenas moderadamente a dependência europeia no petróleo (IEA, 2008).

A procura de petróleo na UE-27 (crude e derivados) diminuiu de 668 Mtep em 1990 para 620 Mtep em 2010. Não obstante de ser uma diminuição relativamente baixa, a diferença entre a procura e a oferta interna estão a aumentar. Em 2010, a produção de petróleo na UE foi menor que os níveis de 1990, e apenas cobriu 15% do consumo da UE (em 1990 era 20%). As restantes necessidades são satisfeitas através de importações. Cerca de um terço das importações de crude provêm da Rússia (34%), seguindo-se a Noruega (14%), Líbia (10%), Arábia Saudita (6%), Cazaquistão (6%) e Irão (6%) (Eurostat, 2012). Apesar das importações provenientes da Noruega, não constituam motivo de preocupação, uma vez que pertence à zona económica exclusiva europeia, os outros fornecedores são entendidos como fonte potencial de insegurança no abastecimento europeu. A dependência das importações não constitui um risco por si só, se houver a diversidade de fontes de abastecimento. No entanto, os membros mais recentes da UE, como a Eslováquia, Polónia, Hungria e Lituânia são quase exclusivamente dependentes da Rússia. Por outro lado, apesar de pequenas descobertas feitas em certos países da UE, é muito improvável que a taxa de importações diminua num futuro próximo. Em 2030, espera-se que a produção de petróleo na UE seja apenas um terço dos níveis de hoje. A procura de petróleo, para o mesmo ano, projecta-se que atinja 634 Mtep. Desta forma, as necessidades de importação irão aumentar, alcançando 597 Mtep (quase 95% do consumo) (Eurostat, 2009).

Em 2030 prevê-se que a Rússia continue a ser o principal fornecedor de petróleo na UE, apesar de se esperar apenas um ligeiro crescimento das suas exportações. A Líbia e a Arábia Saudita irão aumentar a sua *share* de exportações para a Europa. A Noruega, por outro lado, terá um papel menos importante dada a depleção das suas reservas petrolíferas, e uma vez que já chegou ao pico de produção em 2001. Em 2030, espera-se que as exportações norueguesas de petróleo correspondam apenas a 10% do que são hoje. Os Estados-Membros também irão importar menos crude do continente americano, principalmente devido aos aumentos das necessidades dos EUA, cujas necessidades são preferencialmente alcançadas por importações desse continente. Isto significa que a Europa se tornará mais dependente da Rússia, da região do Cáspio, África e Médio Oriente em relação às importações petrolíferas (Checchi *et al.*, 2008).

PRODUTORES E EXPORTADORES

Os países produtores do Médio Oriente, assim como a Rússia e os países do Mar Cáspio, África e América Latina precisam de encontrar o equilíbrio certo entre maximização das receitas, já que muitos deles dependem de receitas do petróleo para o seu bem-estar económico, e a confiança por parte dos mercados enquanto fornecedores responsáveis e justos. Como mencionado antes, enquanto os importadores querem a segurança do abastecimento, os produtores de energia procuram segurança da procura. A garantia da procura é importante, na medida que muitos campos de gás e de petróleo já atingiram o seu pico de produção. O desenvolvimento de novos campos requer tecnologia avançada e grandes investimentos (Luft and Korin, 2009).

Uma forma dos produtores tentarem alcançar a segurança da procura, é através do controlo das rotas de abastecimento, particularmente dos corredores de transporte. À medida que a procura energética aumenta, os *pipelines* tornam-se mais extensos e atravessam mais países terceiros. Esta forma de transporte pode trazer estabilidade regional, na medida que origina receitas e bem-estar para os países de trânsito, no entanto também cria instabilidade e competição entre os exportadores pelo acesso aos mercados. De acordo com Luft and Korin (2009) uma das principais razões do ataque da Rússia à Geórgia, deveu-se ao desejo da Rússia instalar um regime pró-russo, de modo a colocar as *pipelines* Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) e o Baku-Erzurum (Turquia) sob domínio russo.

De todos os produtores, os 13 membros da OPEC são os mais influentes. A OPEC detém 78% das reservas provadas de petróleo mundiais, e produzem cerca de 40% da produção mundial de petróleo (BP, 2012). Assim, a OPEC pode funcionar como um cartel, tendo uma posição dominante do lado da oferta (Figura 3.1) e a capacidade para impor preços de petróleo através das suas reuniões regulares em Viena, onde é decido as quotas de produção para os membros. É importante notar, que a OPEC era originalmente constituída por apenas 5 países (Venezuela, Arábia Saudita, Iraque, Irão e Kuwait), no entanto, hoje já conta com 13 membros, incluindo Arábia Saudita, Venezuela, Kuwait, Iraque, Irão, Emirados Árabes Unidos (EAU), Qatar, Líbia, Nigéria, Argélia, Indonésia, Equador e Angola.

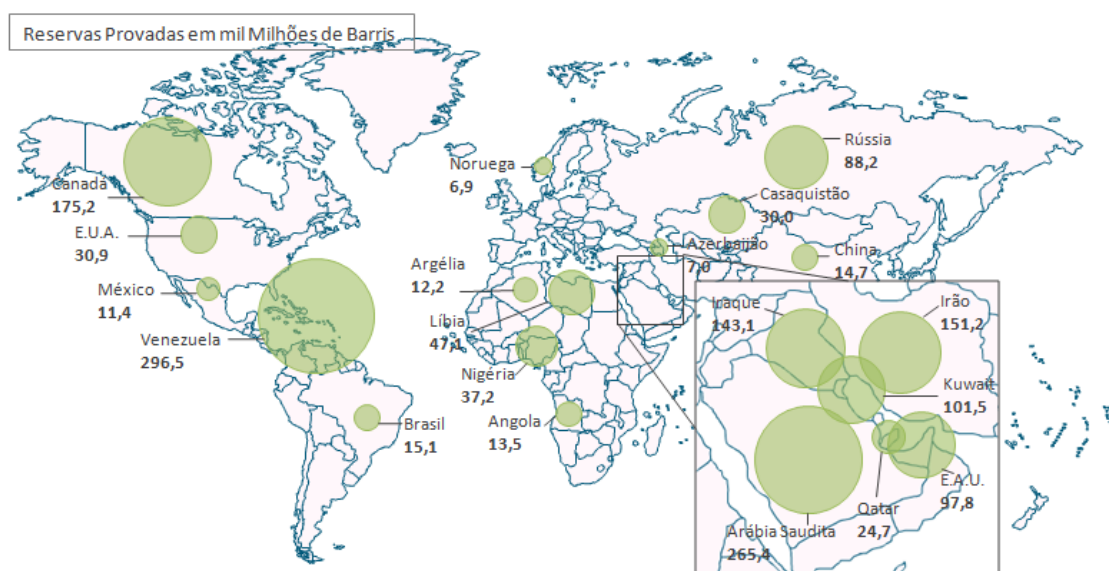


Figura 3.1 Distribuição das principais reservas provadas mundiais de petróleo, em 2011. Dados: BP (2012).

Quando comparado com os valores actuais, a produção do cartel, é semelhante aos níveis de 1973, enquanto para o mesmo período, a procura de petróleo quase duplicou (Jaffe, 2009). No entanto, os números revelam que a OPEC tem o poder de injectar no mercado uma quantidade significativa de petróleo, o que poderia baixar significativamente os preços. Desta forma, contribuiria para a estabilização dos preços do petróleo bruto, a um preço razoável, no interesse de todos os países, tanto produtores como consumidores, por forma a permitir a manutenção do crescimento das economias.

Desde a sua criação em 1960, a OPEC tem conseguido limitar, com sucesso, a produção de petróleo dos seus membros, distorcendo a oferta global de petróleo, aumentando assim os seus lucros. A produção tem sido prejudicada pela agitação política, desvio de fundos, e metas a curto prazo

divorciadas das necessidades de investimento a longo prazo na exploração e produção de petróleo (Jaffe, 2009).

A OPEC, ao gozar do poder do mercado petrolífero, e tendo sucesso na manutenção de altos preços de petróleo bruto (e portanto altas receitas), tem tido o cuidado de não sobreinvestir no aumento de capacidade produtiva. Observando a Tabela 3.1 verifica-se que a capacidade de produção total da OPEC, pouco evoluiu entre 1998 e 2005, apesar do rápido desenvolvimento da Ásia.

Tabela 3.1. Produção média diária da OPEC (em mbd). Adaptado de Jaffe (2009).

Membro	1999	2001	2003	2005	2007
Arábia Saudita	7,6	7,9	8,4	9,4	8,8
Irão	3,4	3,5	3,7	4	4
Iraque	2,8	2,5	1,3	1,8	2,1
Kuwait	1,8	1,9	2,1	2,5	2,5
EAU	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5
Qatar	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Venezuela	2,8	2,7	2,6	3	2,9
Nigéria	1,8	2	2,2	2,3	2
Indonésia	1,4	1,2	1,2	1	0,8
Líbia	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6
Argélia	0,7	0,7	0,9	1,35	1,3
Equador	NA	NA	NA	NA	0,5
Angola	NA	NA	NA	NA	1,7
Total	26,27	26,65	26,9	30,1	30,1
Capacidade excedentária	5	3,5	1,25	0,7	2,5

Os ganhos de capacidade deveram-se a investimentos adicionais no Irão, Arábia Saudita, Kuwait, Argélia, Qatar e Líbia. Por outro lado, a erosão da capacidade excedentária de produção a níveis que não permitem colmatar possíveis cortes de abastecimento, levam a aumentos dos preços no mercado internacional. A OPEC não tem respondido aos aumentos da procura motivada pelo desenvolvimento das economias emergentes, por outro lado a produção não-OPEC tem estado estagnada (em 2000, 3,6 mbd e em 2007, 3,4 mbd) (Silva, 2007).

Outro produtor/exportador importante, e portanto uma figura central nos mercados energéticos mundiais (embora não sendo membro da OPEC), é a Rússia, que ocupa 13% do território mundial e tem menos de 3% da população mundial, mas possui 34% das reservas globais de gás natural e cerca de 13% das reservas de petróleo mundiais (Luft na Korin, 2009). A Rússia, é o maior exportador de petróleo (desde 2008), a seguir à Arábia Saudita, fornecedor de 30% do petróleo consumido na UE, e cerca de metade do gás consumido na UE (BP, 2012). Apesar da vastidão de recursos e as suas garantias formais em parcerias, a Rússia já provou a sua disposição em aumentar bastante os preços de petróleo e gás, recorrer a práticas anti-concorrenciais de mercado e utilizar a energia como um instrumento de política externa. O objectivo do ataque à Geórgia, em Agosto de 2008, era de controlar os corredores energéticos do Mar Cáspio e do Mar Negro, o que pode ser confirmado por outros incidentes no abastecimento energético de outros países como a Ucrânia, Azerbaijão, Bielorrússia e estados do Báltico. Muitos argumentam que o comportamento internacional russo deixa os seus parceiros inseguros e cria um clima de desconfiança a respeito da sua fiabilidade enquanto abastecedor energético. Parte da sua estratégia é a tentativa de manter o controlo sobre

rotas de transporte de energia e oposição a qualquer projecto que forneça formas alternativas de abastecimento à Europa (Cohen, 2009).

As preocupações quanto à segurança de abastecimento proveniente da Rússia tornaram-se mais graves quando a Rússia invadiu a Geórgia, em 2008, na sequência de tensões entre a Geórgia e os seus dois territórios separatistas – Abecásia e Ossétia do Sul. Esta guerra trouxe a Rússia em força, novamente para a zona do Cáucaso Sul flanqueando o Azerbaijão (rico em petróleo) e controlando os principais corredores energéticos que ligam o Mar Cáspio e a Ásia Central ao Ocidente (Cohen, 2009).

A Transneft (empresa estatal russa de transporte de petróleo via *pipeline*), em 2002, tentou ganhar controlo da refinaria Lituana Mazeikiu, bem como do terminal de exportação de petróleo Ventspils da Letónia através de *joint ventures*. Após a recusa dos dois governos, Moscovo cortou o fornecimento de petróleo. Desta forma, a Rússia representa claramente um desafio à segurança de abastecimento energético europeu. Em 2011, a Rússia exportou 4,8 mbd de crude, nos quais 78% destinaram-se aos mercados europeus, destacando-se a Alemanha, Holanda e Polónia.³ Na Figura 3.2 encontram-se as rotas comerciais, destacando-se o peso da dependência europeia das importações russas e do Médio Oriente, em 2011.

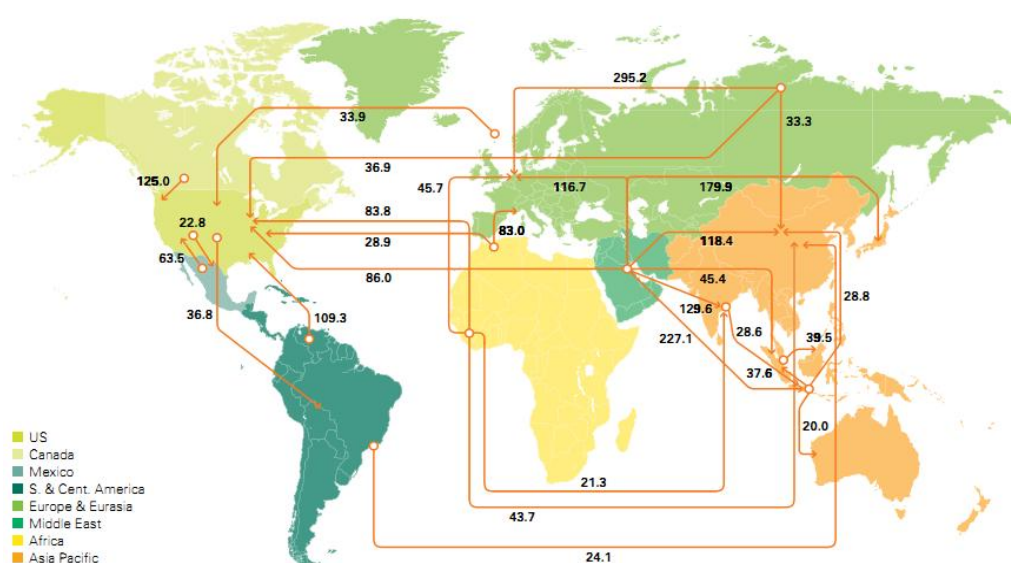


Figura 3.2. Rotas comerciais de petróleo em 2010. Fonte: BP (2011).

Outra região muito importante quando se fala de petróleo é a América Latina. Esta região é a 4ª maior produtora energia. A América Latina, apesar de dotada de grandes reservas provadas de petróleo, gás natural, e de grande capacidade na produção de hidroelectricidade e biomassa, também sofre de problemas sociais correntes noutras regiões produtoras - pobreza, grandes desigualdades sociais, corrupção e instabilidade política (Luft and Korin, 2009).

³ <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>

RISCOS DE TRANSPORTE

Mais de 85% do crude importado para a UE é transportado por via marítima, enquanto que apenas 14% é transportado por *pipelines*. As importações via *pipeline* vêm da Rússia através das *pipelines* Druzhba North e South, e desde a Noruega até ao Reino Unido através da *pipeline* Norpipe. Como consequência da queda da produção de petróleo norueguês, e portanto, das exportações, a porção de importações europeias via *pipeline* deverá diminuir em 11%, em 2030 (Checchi *et al.*, 2009). Contudo, estas importações deverão aumentar a partir da região da ex-URSS, adicionando riscos à segurança de abastecimento por duas razões. A primeira razão centra-se em questões de limitação das capacidades da *pipeline* Druzhba. A capacidade de transporte máxima desta *pipeline* já está a ser utilizada, e será necessário quase duplicá-la para satisfazer as necessidades europeias (Bigano *et al.*, 2009). O segundo risco prende-se com a possibilidade da Rússia cortar o abastecimento a outros estados da ex-URSS. Se os cortes de abastecimento, aos países ocidentais, não deverão ameaçar o abastecimento devido à relativa diversidade de fontes, alguns países da Europa Central são quase totalmente dependentes das exportações russas de petróleo. Em particular, os países como a Hungria, Eslováquia e a República Checa, com grandes dependências das exportações russas, são vulneráveis a interrupções devido a motivos técnicos, ou a utilização da energia como ferramenta de pressão política por parte da Rússia. Neste contexto, as políticas de armazenamento da IEA e da UE são instrumentos importantes na garantia de abastecimento e minimizam as ameaças geopolíticas, por parte das nações exportadoras, nomeadamente a Rússia.

Mas a grande parte das importações de petróleo são transportados via marítima. Quase 60% do transporte marítimo rumo ao norte da Europa (em que Roterdão é destino mais importante), enquanto os outros 40% rumam aos portos mediterrâneos. Em 2030, mais de metade das importações de crude terão como destino portos do Atlântico, enquanto apenas 35% irão para os portos mediterrâneos. Os portos do Atlântico irão ganhar importância devido a dois factores principais. Por um lado, o aumento da procura dos países do norte da Europa (especialmente do Reino Unido e outros países dependentes do crude norueguês), o que irá tornar estes países mais dependentes do Médio Oriente e África. Por outro lado, espera-se um decréscimo de procura dos países mediterrâneos, especialmente da Itália. Contudo, a maior parte do volume de petróleo transportado, irá transitar pelo mediterrâneo (Checchi *et al.*, 2008).

Apesar do transporte marítimo do petróleo tenha uma vantagem associada em relação à flexibilidade, uma vez que permite tanto a exportadores como a importadores a redireccionar as suas exportações/importações, este meio de transporte é vulnerável aos estrangulamentos (*chokepoints*), nomeadamente as rotas marítimas estreitas pelos quais os petroleiros têm de transitar (Figura 3.3).

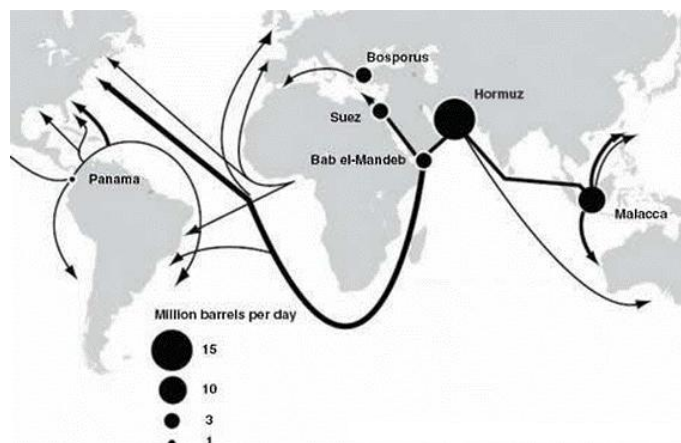


Figura 3.3. Estrangulamentos no transporte marítimo de petróleo. Fonte: EIA⁴

As cerca de 100 Mton de crude transportadas todos os anos desde o Médio Oriente até a Europa (inclusive Turquia) têm de passar por diferentes estrangulamentos, destacando-se: Bosphorus que faz a ligação entre o Mar Negro e o Mar Mediterrâneo; o estreito Bab el-Mandab desde o Mar Árábico até ao Mar Vermelho e o Canal Suez em conjunto com a *pipeline* Sumed que estabelece a ligação entre o Mar Vermelho e o Mar Mediterrâneo. Acidentes marítimos, e alguns ataques de piratas podem impedir o transporte através destas rotas, com grande impacto no abastecimento petrolífero e nos preços do petróleo (Willenborg *et al.*, 2004).

O estreito mais congestionado é o de Hormuz, que liga o Golfo Pérsico aos mercados mundiais. Cerca de 20 petroleiros passam todos os dias por este estreito, carregando até 17,5 milhões de barris de petróleo (Figura 3.4), o que equivale a 20% da procura mundial e 40% de todo petróleo comercializado no mundo (Yergin, 2011).

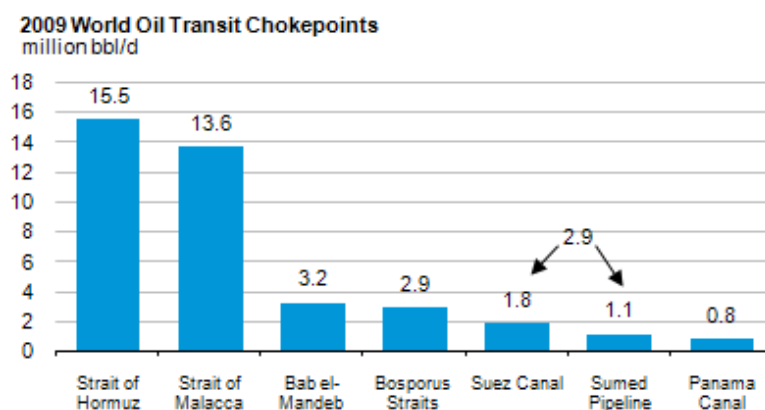


Figura 3.4. Quantidade de crude a transitar em estrangulamentos em 2009. Fonte: EIA

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE PETRÓLEO

Um dos problemas inerentes à segurança de abastecimento prende-se com os preços que o crude atinge no mercado, podendo desencadear uma disrupção económica. A Figura 3.5 mostra que os preços de petróleo são extremamente voláteis.

⁴ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=330>

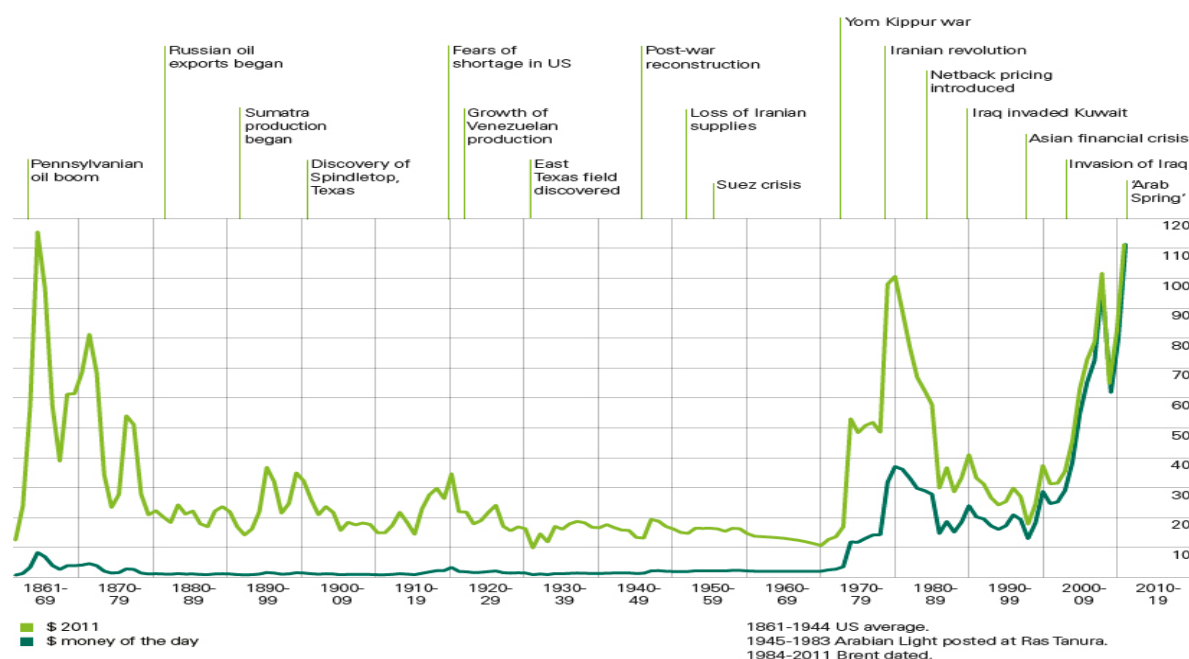


Figura 3.5. Evolução do valor do barril de petróleo a preços constantes (2011 USD) e correntes. Fonte: BP (2012)

A volatilidade verificada nos primeiros anos da indústria devia-se, essencialmente, a novas descobertas e à tecnologia utilizada na altura.

A indústria viveu um longo período de preços de petróleo estáveis, desde o início dos anos 20 até ao início dos anos 70: foi um período de 50 anos de expansão progressiva, com um declínio lento dos preços, possível pelas diversas descobertas no Médio Oriente, em conjunto com o controlo do oligopólio pelas famosas "7 irmãs"⁵, as maiores companhias petrolíferas da altura. Este controlo foi bem-sucedido na garantia de desenvolvimento da capacidade de produção, em linha com o crescimento da procura. O abastecimento de petróleo era garantido pelas 7 irmãs, apesar de não o ser feito necessariamente ao mais baixo preço possível para o consumidor final, nem com distribuição dos benefícios da forma mais justa para todas as partes envolvidas.

As 7 irmãs perderam o controlo no mercado do petróleo entre 1969 e 1973. Em 1969, Muammar Kadhafi tomou o poder na Líbia na sequência de um golpe de estado. Nacionalizou algumas das companhias que operavam no país e exigiu concessões significativas de outras. O mesmo se passou no Irão, tendo, entretanto, o poder da indústria petrolífera sido transferido das maiores companhias petrolíferas para os maiores países exportadores. Até então, os preços eram fixados para o crude que produziam. Fixavam-se os preços como objectivo de cálculo de taxas em virtude dos governos anfitriões. Em seguida, o sistema de preços evoluiu de forma a serem usados os preços de mercado (GRCF, 2009).

⁵ As 7 companhias petrolíferas que dominavam o mercado na altura, formando um cartel composto pelas empresas: Royal Dutch Shell (actual Shell); Anglo-Persian Oil Company (actual BP); Standard Oil of New Jersey (Esso, mais tarde Exxon que se fundiu à Mobil formando a ExxonMobil); Standard Oil of New York (Socony, mais tarde a Mobil, que se fundiu com a Exxon formando a ExxonMobil); Texaco; Standard Oil of California (Socal que mais tarde se fundiu com a Texaco) e a Gulf Oil (Absorvida pela Chevron, posteriormente ChevronTexaco). Hoje as 7 irmãs são apenas 4 ExxonMobil, ChevronTexaco, Shell e BP.

Desta forma, em 1973, o poder de fixar os preços mudou das companhias para os países exportadores. Isto abriu a porta para um período de grande instabilidade nos preços, que durou desde 1973 até 1985. Os preços aumentaram rapidamente até 1980 e caíram depois.

Nos períodos seguintes, alguns acontecimentos geopolíticos influenciaram os preços, como a Guerra de Yom Kippur de 1973, a revolução iraniana em 1978-79, o início da guerra entre o Iraque e o Irão em 1980.

O papel da Arábia Saudita foi muito importante na estabilização dos preços, uma vez que utilizava a capacidade excedentária para compensar as perdas de abastecimento de alguns membros. No entanto, a OPEC tentou defender o sistema de preços fixos, através do corte na produção e da imposição de quotas de produção aos seus membros, com excepção para a Arábia Saudita, que ajustava a sua produção às condições de procura. Em 1985, a Arábia Saudita abandonou o sistema de preço fixo e adoptou um sistema de preços conhecido por *netback pricing*. Em consequência, o preço do petróleo caiu abruptamente (26 USD em Dezembro de 1985 para 10 USD em Março de 1986). Numa tentativa de repor os preços, para níveis mais elevados, a OPEC, em 1986, decidiu impor um sistema de quotas a todos os seus membros sem excepção, deixando a Arábia Saudita de exercer um papel de estabilizador, o que permitiu uma subida dos preços para próximo dos 20 USD (GRCF, 2009). Assim, começou-se a utilizar um sistema de preços de referência, que é o sistema que prevalece até hoje. Dois mercados emergiram como referência para todos os outros crudes – o *Brent* no Reino Unido e o WTI nos EUA.

Começando pelo final da crise financeira asiática, no final dos anos 90, e a expansão económica na viragem do século, a capacidade da OPEC, em influenciar os preços de petróleo aumentou drasticamente, entre 1999 e 2007. Os preços de petróleo bruto atingiram os 147 USD em Julho de 2008, evidenciando o papel crítico do cartel, no debate mundial sobre a segurança energética. No entanto, a situação inverteu-se quatro meses depois, devido à crise económica global, que provocou uma queda acentuada nos preços do petróleo, para valores abaixo de 40 USD, forçando o cartel a cortar na produção diária em mais de 4 mbd. Recentemente, com a primavera árabe, a Líbia teve de interromper a produção de petróleo que, em conjunto com a instabilidade de alguns países do Magrebe, levou novamente à subida dos preços de petróleo.

As razões estruturais inerentes ao comportamento dos preços verificados prendem-se com a rigidez da oferta e procura, no curto prazo. De acordo com Allsopp and Fattouh (2008), a elasticidade do preço-procura, a curto prazo, revela um valor muito próximo de zero, o que traduz a não alteração do padrão da procura face a alterações de preço. A longo prazo este valor aumenta, devido à possível substituição dos combustíveis e a medidas de conservação de energia, no entanto continua a ser um valor bastante baixo (0,5-0,6). Já no lado da oferta, a Figura 3.6 indica que, face a aumentos de preços, os países não-OPEC, não reagem com aumentos de produção.

A elasticidade (oferta), a longo prazo, é estimada em 0,08 (Allsopp and Fattouh, 2008). Esta rigidez, verificada tanto na oferta como na procura, indica que os sinais de preço gerados pelo mercado não são eficientes no equilíbrio da relação procura/oferta. Em contrapartida, pequenas alterações nesta relação induzem grandes alterações ao nível dos preços.

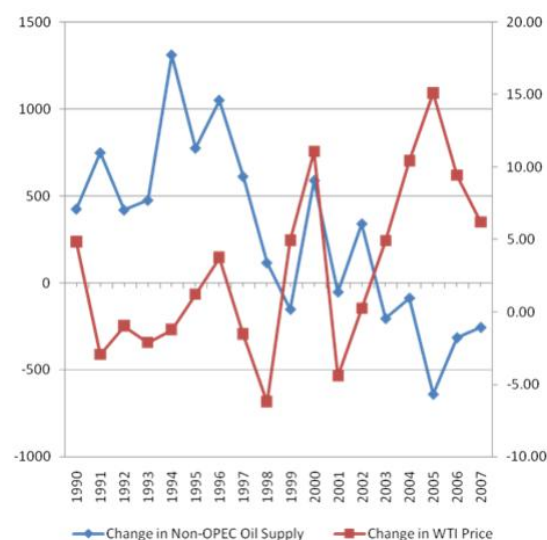


Figura 3.6. Resposta da produção pelos países não-OPEC a variações de preço. Fonte: Allsopp and Fattouh (2008).

CAPACIDADE DE REFINAÇÃO

Em Maio de 2010, estavam a operar, na UE, 104 refinarias, com uma capacidade de refinação de crude de 778 Mton por ano (equivalente a 15,5 mbd), representando 18% da capacidade total de refinação global. Assim, a UE é o 2º maior produtor mundial de derivados, atrás apenas dos EUA (Avis and Birch, 2009).

Duas tendências têm caracterizado a procura de derivados, na UE, desde 1990: um grande crescimento de destilados médios como o jet fuel, querosene e diesel, por um lado; a queda da procura da gasolina, por outro lado. Entre 1990 e 2008, a procura dos destilados médios cresceu 35% (a procura de jet fuel/querosene e diesel aumentaram 82%), enquanto a procura de gasolina caiu 4%. Desta forma, verificam-se grandes desequilíbrios na oferta e procura de derivados, o que remete para uma maior dependência do comércio internacional, para solucionar os défices observados (Avis and Birch, 2009).

A produção do Mar do Norte decresceu, entre 2000 e 2008, de 6,4 mbd para 4,3 mbd. No mesmo período, aumentaram os abastecimentos de crude da Rússia e de África, sendo este mais pesado, mais ácido, com maior conteúdo de enxofre. Crude com alto conteúdo de enxofre tem menor valor que crude de baixo teor de enxofre. As impurezas, geralmente, aumentam à medida que o crude é mais pesado e com maior teor de enxofre, pelo que quanto menor a qualidade de crude a processar, maior é a complexidade necessária para a refinação. As refinarias europeias têm de acompanhar esta tendência de importações, através de investimentos na refinação, para alcançarem maior capacidade de conversão e de dessulfuração, de modo a conseguirem processar crude de qualidade inferior. É importante notar que este tipo de conversão implica maior emissão de CO₂.

Tal como já foi referido, a Europa sofre um défice de destilados médios. A atenuação deste défice passa pelo investimento na complexidade das refinarias de forma a maximizar os produtos destilados intermédios (*hydrocracking*), como se pode ver na Figura 3.7.

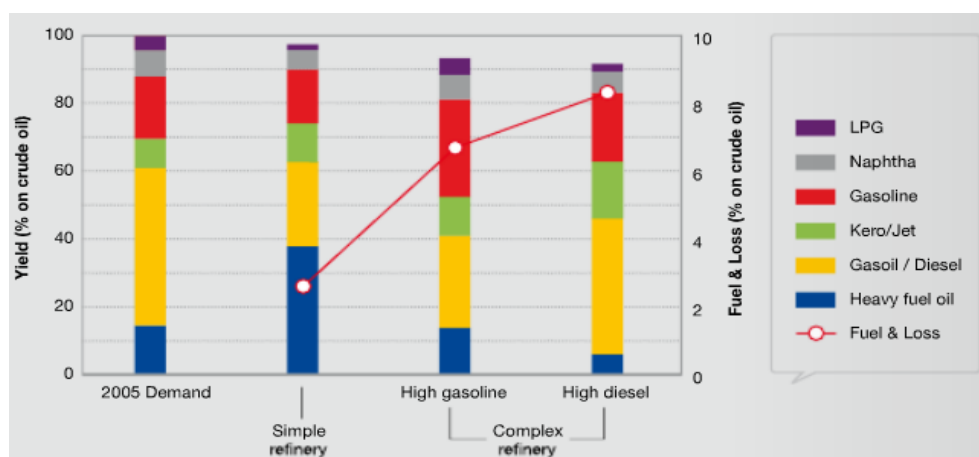


Figura 3.7. Procura dos derivados de petróleo na UE vs. configuração das refinarias complexas. Maximização da produção de gasolina - cracking catalítico (EUA); maximização da produção de gasóleo – hydrocracking (UE). Fonte: Europaia (2010)

Assim, a Europaia (2010) estima que para preencher o défice anual de 30 Mton de gasóleo e jet fuel, o sector da refinação da UE precisa de construir 20 *hydrocrackers* de grande capacidade a um custo de mais de 8.5 mil Milhões de Euros. De acordo com Silva (2008), a Europa não constrói novas refinarias há 30 anos.

RESERVAS DE EMERGÊNCIA

A IEA foi criada na sequência do embargo imposto pela OAPC, em 1973. Com o objectivo de garantir a segurança de abastecimento e solidariedade entre os membros, foi criado um o programa internacional de energia (IEP), que está contido no tratado que rege o IEA e que obriga os países signatários a: manter um nível de existências equivalente a 90 dias de importações líquidas de petróleo e/ou produtos petrolíferos (tendo como referência ao ano anterior), utilizáveis em caso de crise de abastecimento; aplicar programas para a restrição do consumo de petróleo, incluindo medidas de restrição da procura; participar na repartição do petróleo disponível nas reservas, entre os países da IEA (Luciani and Henry, 2011). Além das reservas estratégicas, os países da IEA podem adoptar medidas de redução de consumo. É importante notar, que nem todos os produtos petrolíferos são essenciais ou de importância estratégica (Haghighi, 2007c).

Entre a legislação vigente na UE, relativa a reservas de petróleo, encontra-se a Directiva 2009/11/EC de 14 de Setembro de 2009. A aprovação, pelo Conselho Europeu desta nova directiva visou substituir e cobrir o âmbito das directivas anteriores, tentando alcançar um maior nível de coerência com os padrões da IEA e, assim, reduzir os procedimentos burocráticos. Esta directiva visa, também, harmonizar os mecanismos de emergência entre os Estados-Membros. As obrigações para as reservas de petróleo mantêm-se nos 90 dias, mas o cálculo das reservas passa a ser baseado nas importações líquidas e não no consumo. Com esta directiva é acrescentada a obrigação de cada Estado-Membro ter, pelo menos, um terço das reservas compostas por produtos petrolíferos, em proporções correspondentes aos padrões de consumo de cada Estado-Membro.

Em Portugal, pelo Decreto-lei nº 339-D/2001, foi criada a Entidade Gestora de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos (EGREP), com o objectivo de constituir e manter as reservas de segurança

nacionais de petróleo e de produtos petrolíferos. Portugal adoptou o modelo mais frequente nos países da OCDE, que reparte a obrigação de manutenção do petróleo e derivados entre entidades estatais e entidades privadas.

Nem todas as reservas se encontram em território nacional, estando repartidas entre Alemanha, Espanha e Holanda. Na Alemanha, encontram-se 400 000 toneladas de crude, armazenados em cavernas de sal-gema. Até 2008 e para aliviar os operadores de mercado da obrigação, a EGREP recorreu a contratos de reservas, sob a forma de *stock tickets*, delegadas a refinadoras holandesas⁶.

FORMAS DE SUBSTITUIÇÃO

Uma vez que o petróleo é utilizado essencialmente nos transportes, a decisão do Conselho Europeu em aumentar a *share* de FER nos transportes para 10%, até 2020, pode ter algum impacto na melhoria da segurança do abastecimento de petróleo dos países europeus. Ao diminuir a quantidade de combustível sujeita a riscos de transporte, de importações e de escassez, os biocombustíveis e outras renováveis podem, de facto, contribuir para a segurança do abastecimento. Para além disso, uma maior utilização de renováveis pode contribuir para a redução de emissões de GEE na UE.

Contudo, os biocombustíveis parecem ter alguns inconvenientes. Numa perspectiva de segurança de abastecimento europeia, o papel dos biocombustíveis é discutível: por um lado, a UE precisará de importar cerca de 50% da sua procura, sem grandes ganhos de auto-suficiência (Behrens, 2008); por outro lado, a produção de biocombustíveis está estreitamente relacionada com o sector alimentar, pelo que o seu preço irá variar de acordo com as mudanças deste sector e vice-versa (Jesse & van der Linde, 2008).

Outras alternativas ao petróleo são os biocombustíveis de segunda geração. Estas tecnologias ainda estão em fase de investigação e desenvolvimento, e quando completamente desenvolvidas deverão ter custos ainda muito elevados para terem um impacte relevante no sector dos transportes, no período pré-2020 (Jesse & van der Linde, 2008).

Behrens e Egenhofer (2011) acreditam que a Europa precisa de um “Pacote transporte-clima” comparável ao já mencionado Pacote Energia-Clima, de forma a dar resposta a questões estratégicas fundamentais sobre como um sistema de transporte sustentável europeu deverá ser constituído e como poderá ser alcançado, incluindo metas obrigatórias para a descarbonização do sector. Serão necessárias novas e modernas infra-estruturas na transição rumo ao baixo carbono, e as redes inteligentes deverão desempenhar um papel fundamental na transição do sector energético. De facto, as infra-estruturas rodoviárias e as redes eléctricas terão de se tornar mais integradas, uma vez que a descarbonização do transporte rodoviário não será possível sem uma maior contribuição dos carros eléctricos. Desta forma, os pré-requisitos para a descarbonização do sector dos transportes, incluem a descarbonização do sector eléctrico, bem como um forte compromisso relativo à inovação nos carros e nas indústrias associadas. O maior desafio na descarbonização do sector dos transportes, irá residir nos transportes aéreos e marítimo, devido à falta de opções tecnológicas num

⁶ <http://www.egrep.pt/>

futuro próximo. Os biocombustíveis, complementados com medidas de eficiência energética e de redução de procura, poderão desempenhar um papel importante no futuro.

FORMAS NÃO CONVENCIONAIS DE PETRÓLEO

Como resultado da depleção das formas energéticas convencionais, o papel que as formas não convencionais de petróleo podem vir a desempenhar, no âmbito da segurança energética, tem sido largamente debatido. A extracção deste tipo de petróleo, apesar de poder vir a desempenhar um papel importante no âmbito da segurança energética, é difícil e dispendiosa. Além do mais, a extracção das formas não convencionais depende, essencialmente, do desenvolvimento de tecnologias que facilitem a extracção e que a tornem economicamente viável. Por outro lado, estas formas não convencionais de petróleo vão mudar a geografia do petróleo (Figura 3.8). O petróleo convencional concentra-se no Médio Oriente, África e Rússia. No que respeita o petróleo não convencional, estima-se que as maiores reservas se situem na América do Norte, chegando a representar mais de 50% de reservas quando comparado com as reservas convencionais do Médio Oriente. A Europa de Leste, Eurásia e América Latina, também terão contribuições para esta forma de energia (Gordon, 2012).

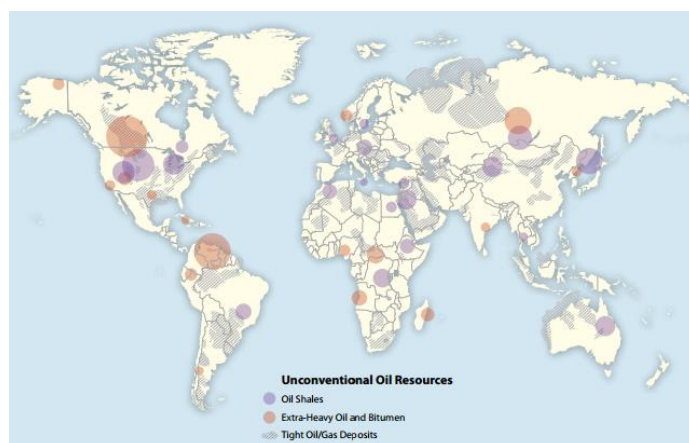


Figura 3.8. A nova geografia do petróleo não convencional. Fonte: Gordon (2012)

É importante referir que estas formas de petróleo, mais pesadas e mais ricas em enxofre, representam maiores problemas ambientais, nomeadamente, em termos de emissões.

3.2. GÁS NATURAL

As reservas de petróleo e de gás natural surgem frequentemente juntas e encontram-se concentradas em países semelhantes, tal como se pode verificar na Figura 3.9.

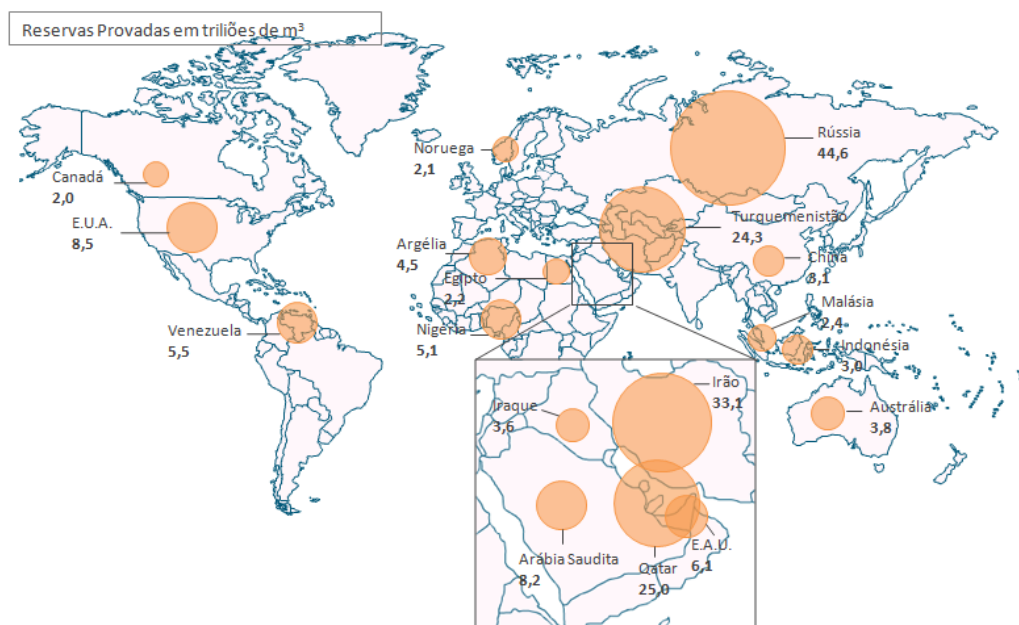


Figura 3.9. Distribuição mundial das principais reservas de gás natural em 2011. Fonte: BP (2012)

Também partilham de certas características económicas como custos fixos relativamente altos (*upstream*) e limitações físicas no transporte, para chegarem ao mercado. No entanto, o gás é fundamentalmente transportado via *pipeline* a menos que tenha de percorrer longas distâncias (nestes casos é preferível o GNL). A ligação via *pipeline* cria uma interdependência, que é a essência do problema segurança do lado da oferta e da procura. Por outro lado, os mercados de gás são regionais em vez de globais, ao contrário do petróleo (um aumento de comércio de GNL pode mudar o *status quo*). Por fim, o gás é a forma de energia escolhida para gerar electricidade e tem vários substitutos potenciais, ao contrário do petróleo, que é utilizado, fundamentalmente, no sector dos transportes e não tem formas de substituição, pelo menos num futuro próximo (Helm, 2007).

O desafio da segurança do gás natural, na UE, compreende as dimensões externa e interna. A dimensão externa está ligada à dependência das importações, a partir de fornecedores externos, incluindo três tipos de riscos diferentes: riscos decorrentes de falta de investimento nas instalações, risco de fiabilidade dos exportadores e riscos de trânsito. A dimensão interna centra-se no desenvolvimento do mercado interno e na liberalização do sector do gás. Os riscos inerentes a esta dimensão centram-se em investimentos reduzidos no mercado interno, a curto e longo prazo (Bigano *et al.*, 2009).

DEPENDÊNCIA DAS IMPORTAÇÕES

Um factor importante no abastecimento europeu de gás natural é a clara tendência do declínio de produção, face ao aumento da procura do gás. Entre 1990 a 2005, o consumo de gás natural aumentou em 50% e esperam-se aumentos maiores nos próximos 20 anos. No cenário de referência da DG TREN (EC, 2008), publicado em 2006, estima-se um aumento de 24% da procura de gás na UE, entre 2005 e 2030 (de 537 bcm para 666 bcm). Estas tendências serão motivadas, principalmente,

por um aumento do consumo de gás natural no sector eléctrico, mas também pelo aumento dos consumos para aquecimento de espaços e sectores industrial e de serviços.

As maiores incertezas quanto à procura futura de gás, na UE, devem-se essencialmente à falta de conhecimento relativamente a futuros preços de gás e o seu impacte na procura: a produção de electricidade é mais sensível a aumentos nos preços de gás, do que aos outros recursos alternativos como o carvão, fuelóleo e nuclear. A forma como as políticas governamentais vão afectar o desenvolvimento de novas tecnologias (como o CCS), o aumento da *share* de renováveis, na produção de electricidade e o desenvolvimento do Regime de Comércio de Licenças de Emissão terão grande influência na futura procura de gás natural na Europa (Tonjes and de Jong, 2007). Por fim, a procura de gás também será dependente das metas relacionadas com o combate às alterações climáticas.

Então, e na ausência de descobertas de novas jazidas de gás natural na Europa, espera-se que a dependência europeia das importações aumente. No período de 1990 a 2006, as importações de gás natural na UE-27 já duplicaram, excedendo 300 bcm. Em 2030, espera-se que as importações aumentem para 625 bcm, o que corresponde a 65% da procura de gás na UE (EC, 2008). Estima-se que a grande maioria das importações dos países europeus pertencentes à OCDE, virá dos actuais principais fornecedores – Rússia (151 bcm) e Argélia (60 bcm) – no entanto, o abastecimento diversificar-se-á (Checchi *et al*, 2008). De acordo com a IEA, a Rússia (detentora de 27% das reservas mundiais) continuará a ser o maior exportador para a Europa e, em 2030, irá exportar cerca de 200 bcm para a Europa da OCDE, enquanto a capacidade de exportação da Argélia irá aumentar para 115bcm por ano. Outros países africanos também aumentarão as exportações para a Europa, como a Líbia (via *pipeline*) e a Nigéria (GNL). Estima-se que a região do Médio Oriente também ganhe peso nas importações europeias, nas quais serão feitas maioritariamente via marítima, apesar do Irão e Iraque possam desempenhar um papel mais importante no transporte via *pipeline* (Checchi *et al*, 2008).

DIMENSÃO EXTERNA

Os riscos económicos e geopolíticos anexados às actividades de produção e exportação de energia, nas regiões extracomunitárias, são vistos como factores de vulnerabilidade para a UE. De acordo com Stern (2002), há três riscos fundamentais associados à dependência das importações de gás natural na Europa: riscos de investimento em infra-estruturas, riscos de fiabilidade dos exportadores e riscos de transporte. Os riscos associados às infra-estruturas podem ser riscos de natureza técnica ou financeira, enquanto a dependência do recurso, em relação ao exterior, se relaciona com riscos políticos associados a decisões governamentais dos países produtores e de trânsito.

À medida que as importações de gás aumentam, grandes investimentos são necessários no Médio Oriente, África e nos países da Comunidade dos Estados Independentes (CEI). Para satisfazer as necessidades crescentes da Europa, em 2030, irão ser necessários grandes investimentos por parte dos países exportadores (IEA, 2004). Apesar das receitas provenientes do sector energético estar abundantemente disponível nos países produtores de energia, a relutância em voltar a investir no sector energético é muito comum. A produção da Gazprom, por exemplo, depende de infra-

estruturas antiquadas e ineficientes, construídas durante a guerra fria e a capacidade para gerir as suas reservas de gás é limitada.

Investimento do exterior pode ser uma solução, contudo os países produtores tendem a limitar a influência externa na indústria. A Rússia, a título de exemplo, só permitia a entrada de empresas estrangeiras se operassem em conjunto com empresas russas. Restrições semelhantes ocorrem na Argélia, através da introdução de condições e de taxas desfavoráveis ao investimento estrangeiro no país (Luft and Korin, 2009).

À medida que as importações de gás aumentam e o comércio transfronteiriço ganha importância, aumenta a necessidade de investimento em *pipelines* internacionais, para o transporte de gás. No entanto, o comércio transfronteiriço implica custos iniciais e de manutenção muito elevados, que apenas podem ser recuperados a longo prazo, facto que aumenta o risco de baixos investimentos em interligações: o abastecimento europeu de gás é vulnerável a acidentes em infra-estruturas de importação, algumas encontrando-se longe do território europeu e, consequentemente, longe do seu controlo. O corredor Yamal-Nenets (transporta 90% da produção russa de gás) e o *pipeline* Transmediterrâneo, com ligação entre a Argélia e Itália, são bons exemplos de infra-estruturas que não podem ser completamente monitorizadas pela Europa e dependem da vontade dos países exportadores para a sua manutenção (Stern, 2002).

À medida que a produção europeia diminui, a dependência futura de *pipelines* irá aumentar. Apenas a diversidade de rotas e de interligações pode mitigar estes riscos. Assim, surgiram imensos projectos de *pipelines* na Europa, entre os quais se destacam, o *pipeline* que liga a Rússia à Alemanha pelo Mar Báltico (Nordstream), a ligação ao Médio Oriente e à região do Cáspio (Nabucco), a interligação Turquia-Grécia-Itália e as duas interligações que estabelecem a ligação entre a Argélia e Espanha e Sardenha e South Stream (Medgaz e Galsi) (Figura 3.10).

No seio da UE, a maior razão de preocupação e debate, associada à maior dependência das importações provenientes da Rússia, do Médio Oriente e África, relaciona-se com a fiabilidade política destes países, devido a políticas nacionalistas ou possível instabilidade interna. Consequentemente, estes factores são encarados como ameaças à segurança energética na Europa. Com a nacionalização dos recursos, as empresas internacionais de petróleo e de gás, bem como governos dos países membros da OCDE, enfrentaram uma diminuição de acesso aos recursos (Stern, 2006).

A principal preocupação prende-se com a ligação das políticas de exportação a considerações políticas, por parte dos produtores, utilizando a dependência europeia como uma ferramenta de pressão política. No caso do gás natural, este problema é mais evidente, uma vez que as ligações via *pipeline* são mais extensas do que no caso do petróleo, possibilitando que as entregas de gás sejam suspensas a países alvo, obrigando-os a certos comportamentos políticos. A fiabilidade dos exportadores relaciona-se, também, com a imprevisibilidade de interrupções no abastecimento, causadas por agitações internas, com motivação política. O risco de terrorismo, motins e quedas de regimes de países não democráticos também constituem uma ameaça.

essa razão, a Rússia nunca quis, voluntariamente, interromper o seu abastecimento aos países europeus, mas sim aos países CEI, que apenas representam 5% das receitas da Gazprom. Em termos médios, a Europa do Leste importa 60% do seu consumo total de gás, da Rússia (73% República Checa, 66% Hungria, 58% Polónia e 97% República Eslovaca). Os países da Europa Ocidental importam apenas 18% do consumo total de energia primária, ou seja 28% em termos de importações de gás (Stern, 2005).

Outro exportador importante é a Argélia, que tem mostrado uma estabilidade política relativa, durante o início do séc. XXI, apesar da nacionalização dos recursos, no início dos anos 80. Na África ocidental, deve-se mencionar a Nigéria, o país mais importante na produção de GNL, no qual tem imperado uma grande agitação, que tem aumentado, significativamente, desde 2006, por questões relacionadas com o petróleo (Stern, 2006). Por fim, a instabilidade política do Médio Oriente levanta questões sobre a fiabilidade das suas exportações para a Europa. Os confrontos regulares do Irão com o Ocidente, a propósito de várias questões, especialmente, em relação ao nuclear, não enviam sinais positivos. Apesar dos novos investimentos do Iraque, a situação política muito instável e o risco contínuo de terrorismo por parte dos extremistas islâmicos, torna-o um fornecedor muito inseguro.

Também deve ser mencionado, o facto de a Europa poder vir a enfrentar a possível formação de um cartel de exportadores de gás, com vista ao controlo de abastecimentos e de preços. Desde que foi criado o Gas Exporting Countries Forum (GECF), em 2001, os principais produtores, como a Argélia, Qatar e Rússia, têm assinalado, em várias ocasiões o seu apoio nesse sentido (Bigano, *et al.*, 2009).

É importante notar que, obter uma capacidade excedentária significativa, no caso do gás natural, é muito mais complicado, uma vez que as infra-estruturas de transporte tanto no caso de *pipelines*, como nos terminais de GNL, são extremamente intensivas em termos de capital (Tönjes and de Jong, 2007)

TRANSPORTE

O principal problema no transporte reside no facto do recurso energético, até chegar à Europa ou a Portugal, ter de passar por alguns países. Cerca de 89% do transporte via *pipeline* atravessa, pelo menos um país, até chegar à fronteira da UE. O gás proveniente da Argélia tem de atravessar Marrocos até chegar a Espanha e depois, a Portugal, ou atravessar a Tunísia, para chegar a Itália. Proveniente da Rússia, atravessa os países da região do Báltico ou a Ucrânia e oriundo da região do Cáspio atravessa o Azerbaijão e a Geórgia ou a Turquia e a região dos Balcãs. A instabilidade política dos países de trânsito, também pode prejudicar o abastecimento.

Apesar dos problemas internos políticos (disputa pelo Sahara Ocidental) entre a Argélia e Marrocos, e certos desentendimentos relativos a taxas de trânsito, o gás que provém da Argélia para a Europa, nunca sofreu nenhuma interrupção. Quanto às importações com origem na Rússia, não se pode afirmar o mesmo. Cerca de 90% das exportações russas com destino à Europa têm de atravessar a Ucrânia ou a Bielorrússia. Uma vez que as relações da Rússia com as antigas repúblicas soviéticas continuam tensas, esta situação representa uma ameaça à segurança de abastecimento europeu. O risco de trânsito é diminuído pelo alargamento da UE, contudo não deixa de constituir incertezas no abastecimento (Larsson, 2007).

Sempre que o transporte por barco é possível (em termos práticos e económicos), o fluxo de gás via *pipeline*, substituído por GNL, é considerado mais "seguro", porque o transporte via marítima pode ser mais diverso e flexível. O transporte por GNL é muito dispendioso e, por vezes, impossível de estabelecer em termos práticos ou económicos.

O GNL tem potencial para reduzir, pelo menos parcialmente, alguns riscos de trânsito; contudo, também possui inconvenientes. O GNL, apesar de ter registado uma grande evolução nos últimos anos, continua a representar uma pequena porção do mercado de gás (cerca de 1/4 do abastecimento europeu em 2010; em 2005, o GNL representava 11% do gás importado) (Eurogas, 2011). Esta evolução, verificada, entre 2005 e 2010, deveu-se a grandes investimentos em terminais de GNL, nomeadamente, no Reino Unido, Espanha e Itália. É importante notar, que as instalações de GNL necessitam de um grande investimento em capital. Consequentemente, os exportadores não têm capacidade de acompanhar os aumentos de capacidade dos países importadores e, por isso, alguns terminais de regaseificação encontram-se sub-explorados.

FACTORES INTERNOS

Dos factores que afectam a segurança de abastecimento interno, salientam-se o processo de liberalização e a conclusão do mercado interno (Checchi *et al.* 2008). A criação de um mercado interno único, para o gás natural, é um instrumento capaz de promover maior competitividade e, portanto, maior eficiência económica; adicionalmente, permite aos consumidores a escolha dos fornecedores, obrigando os operadores a reduzir custos e a melhorar a qualidade dos seus serviços. Contudo, deve notar-se que ao passar de um sistema centralizado para um descentralizado, e de sinais de volume para sinais de preço, a menos que o mercado seja perfeito, pode, na realidade, conduzir a uma menor eficiência na alocação de gás ao sistema. A concorrência pode diminuir a qualidade da gestão do sistema. A principal preocupação, em termos da capacidade do sistema para garantir a segurança de abastecimento, relaciona-se com a geração de sinais e incentivos competitivos, atempadamente, de modo a que o investimento garanta um abastecimento seguro e fiável ao consumidor final.

Quanto à segurança de abastecimento a curto prazo, o armazenamento de gás e a disponibilidade de capacidade excedentária, são também importantes. A Europa tem investido em instalações de armazenamento de gás, encontrando-se relativamente bem equipada quanto a estas infra-estruturas. No final de 2010, os Estados-Membros da UE, tinham 124 instalações de armazenagem subterrânea, com um volume correspondente a de 86 bcm, equivalente a 59 dias de consumo médio. Este armazenamento era dominado pelos seguintes países: Alemanha (25% da capacidade), Itália (17%) e França (14%) (Eurogas, 2011). O armazenamento nos terminais de GNL, também tem um papel a desempenhar na Europa, particularmente, em países como a Bélgica e Espanha. No total, há 19 terminais de regaseificação, com a capacidade de 171 bcm por ano e com uma capacidade de armazenamento de 4,2 bcm (cerca de 5% da capacidade de armazenamento europeu) (Eurogas, 2011; GLE, 2011). De modo a compensar os aumentos previstos de consumo de gás natural até 2030, estima-se a necessidade de investimentos na ordem dos 221 biliões de euros, em toda a cadeia (Eurogas, 2011).

Em termos gerais, a fiabilidade do abastecimento, a longo prazo, depende do investimento suficiente e atempado em instalações destinadas à produção e transporte. No caso da segurança de abastecimento interna, o problema centra-se no investimento em instalações de transporte e distribuição.

Com as reformas do mercado de gás e com a separação das funções de abastecimento e transporte, há risco de diminuição de incentivos aos investimentos em infra-estruturas. Com a estrutura de mercado anterior (anterior à liberalização), os governos delegavam a responsabilidade da garantia do abastecimento de gás no mercado, a apenas um operador, geralmente, uma empresa estatal monopolista. Em mercados abertos, a responsabilidades da segurança de distribuição é partilhada: a separação ocorre em toda a cadeia, ou seja, nas actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização (IEA, 2004; Eurogas 2006). Muita concorrência pode resultar em cortes nos custos, por parte dos operadores de mercado. Assim, o papel da regulação, tanto a nível nacional como europeu, torna-se crucial, uma vez que é responsável pela disponibilização de incentivos atractivos.

FORMAS NÃO CONVENCIONAIS

Em 2007 e 2008, assistiu-se a um súbito aumento na produção doméstica de gás natural, por parte dos EUA. Uma vez que os EUA estavam a enfrentar um declínio acentuado na produção doméstica, tornou-se evidente que se tratava de uma inovação tecnológica no sector do gás. Os EUA são ricos numa forma de gás não convencional, o *shale gas*. E espera-se que esta inovação tecnológica venha a ter grandes impactes ao nível global.

Nos próximos anos, espera-se que a produção de *shale gas* continue a aumentar e, à medida que a oferta e a experiência na exploração deste tipo de recursos aumenta, espera-se que os custos diminuam. Em 2000, este recurso representava apenas 1% da oferta global de gás natural, em 2011 passou para 25% e dentro de duas décadas espera-se que alcance os 50% (Yergin, 2011). Em 2010, os EUA tinham reservas estimadas em 3 000 triliões de m³ podendo fornecer mais 100 anos de gás aos níveis actuais de produção.

Esta viragem tecnológica mudou a dinâmica do mercado global de gás e coincidiu com a construção de terminais de GNL. Em 2010, o Qatar alcançou 77 Mton de capacidade de GNL (28% do total) e a Austrália emerge como novo grande exportador de GNL. Consequentemente, entre 2004 e 2012, a capacidade mundial de GNL duplicou. Estes investimentos em GNL tinham o mercado garantido dos EUA devido ao declínio da sua produção (Harris, 2011). Desta forma, a Europa pode depender menos do gás transportado por *pipeline*, cujo preço é indexado aos preços de petróleo (nos contratos de 20 anos); maior concorrência levará à diminuição do preço de gás natural. O mercado do gás está, desta forma, a tornar-se global.

3.3. CARVÃO

O carvão constitui a menor preocupação em termos de segurança de abastecimento. Na UE, quando comparado com os outros fósseis. É mais abundante, regionalmente mais diverso, e apesar de a sua procura estar a aumentar a nível mundial, tem um papel cada vez menos importante no seio da UE. Na Europa, a procura tem diminuído consideravelmente desde os anos 80, fundamentalmente devido a alterações na geração de electricidade através da passagem de centrais a carvão para gás na Europa Ocidental e a transição económica no leste. Espera-se que a procura do carvão continue constante entre 2005 e 2030, mas o volume de carvão produzido na Europa continuará a decrescer. A produção de carvão doméstico estima-se que caia para 37% do consumo em 2030, valor que em 2005 atingiu os 61% (IEA, 2008b). Em 2005, os principais fornecedores da UE de carvão foram a África do Sul (23%), Rússia (21%), Austrália (12%), Colômbia (11%), EUA (7%) e Indonésia (6%) (EC, 2008).

Estes números sugerem que as importações são bem mais diversificadas do que, por exemplo, o gás natural, e a maior parte dos países exportadores são qualificados como democracias estáveis (Figura 3.13).

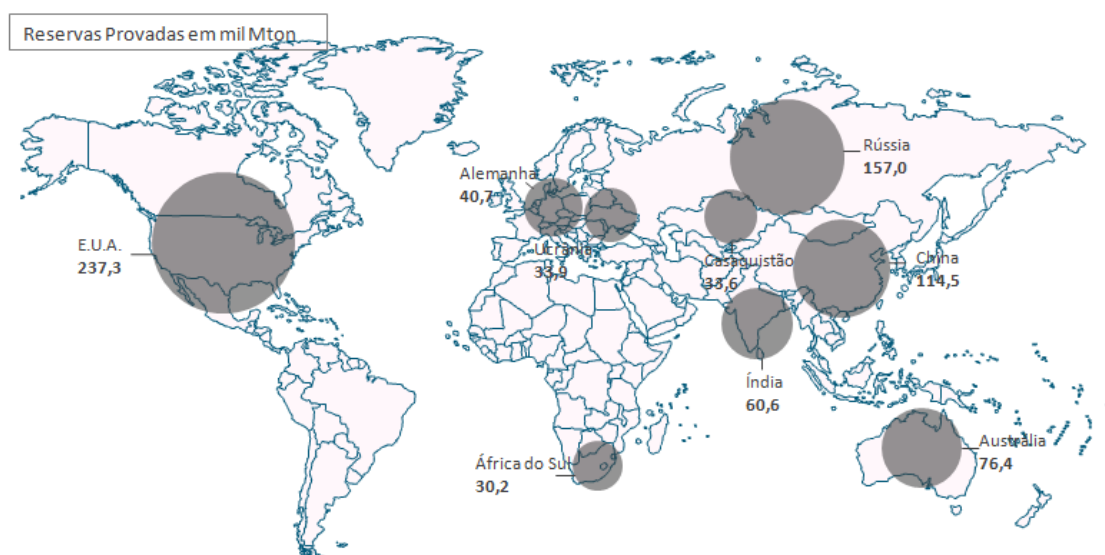


Figura 3.13. Distribuição mundial das principais reservas provadas de carvão em 2011. Dados: BP (2012).

O mercado de carvão é verdadeiramente global, aberto, competitivo e funcional, não sendo dominado por apenas um abastecedor, como é o caso da OPEC. Ao mesmo tempo, ainda há reservas provadas de carvão consideráveis, aos níveis de produção de 2010, podem ser suficientes para mais 118 anos de produção (BP, 2012). Por outro lado, o carvão é relativamente fácil de transportar e de armazenar. Pode ser transportado rapidamente via marítima ou ferroviária, sem necessidade de infra-estruturas de longo percurso dispendiosas, e portanto, sem problemas de segurança associados. Todos estes factores contribuem para concluir que a dependência europeia das importações de carvão, não sofre grande risco de disrupção, futuramente. Contudo, não são descurados alguns riscos a curto prazo.

O mercado global de carvão ainda apresenta algumas vulnerabilidades a possíveis disrupções temporárias, como foi confirmado em 2008, quando se deu a disrupção em 3 dos 5 principais países exportadores, reflectindo-se em recordes nos preços do carvão. Na Austrália, as minas de carvão foram atingidas por fortes chuvadas e sofreram inundações, para além de terem sofrido problemas de congestionamento portuário, resultando em atrasos e cancelamentos nas exportações de carvão. A China, por outro lado, sofreu grandes tempestades de neve no início de 2008, o que reduziu a produção e capacidade de transporte, causando uma paragem nas exportações de carvão (EIA, 2008). A África do Sul também teve problemas, não por motivos naturais mas devido a falta de electricidade, por falta de investimento no sector energético e dada a sua dependência no carvão, teve de diminuir as exportações de carvão. A longo prazo, as disrupções de abastecimento esperam-se ser superadas e o volume total comercializado no mercado global continuará a aumentar.

Outro risco a curto prazo para o abastecimento europeu de carvão, prende-se com a alteração a estrutura da procura global do carvão. Enquanto a China continua a ser a maior produtora de carvão (3 240 Mton em 2010), o seu consumo também se encontra a aumentar rapidamente. Em 1990, o consumo chinês de carvão era de 534 Mton. Em 2005, já tinha duplicado atingido 1 094 Mton e em 2030, estima-se que volte a duplicar para 2 399 Mton (BP, 2012a). Como tal, a China tornou-se recentemente um importador líquido de carvão. O crescimento global da procura do carvão é confrontado com limitações na oferta e disrupções a curto prazo, resultando em disparos nos preços do carvão, como foi o caso de 2008. A Europa foi directamente afectada por estes aumentos com o preço de exportação do carvão proveniente da África do Sul a triplicar de 50 USD/ton em Maio de 2007 para 143 USD em Junho de 2008 (Bigano *et al.* 2009), pressionando os preços de electricidade europeus. Desde então, os preços começaram a cair.

Dado que a dependência das importações não acarreta grandes preocupações, a longo prazo, no caso do carvão, há outros riscos que se devem considerar. Tal como riscos ambientais associados à extracção e combustão do carvão. A extracção de carvão, especialmente à superfície, ainda é responsável por uma grande erosão do solo, poluição atmosférica, ruído e poluição da água, e por alguns impactes na biodiversidade. Por outro lado, a extracção de carvão liberta grandes quantidades de metano, um GEE. Muitos destes efeitos podem ser reduzidos, com as práticas actuais de extracção. Com a actividade de extracção de carvão a diminuir na Europa, pode-se considerar que estas consequências ambientais apenas ameaçam limitadamente a Europa no futuro, no entanto, têm de ser consideradas.

Numa escala global, um risco, a longo prazo, a considerar são as alterações climáticas. Como se pode verificar na Figura 3.14, a utilização de carvão na produção de electricidade emite muito mais GEE do que qualquer outra fonte energética.

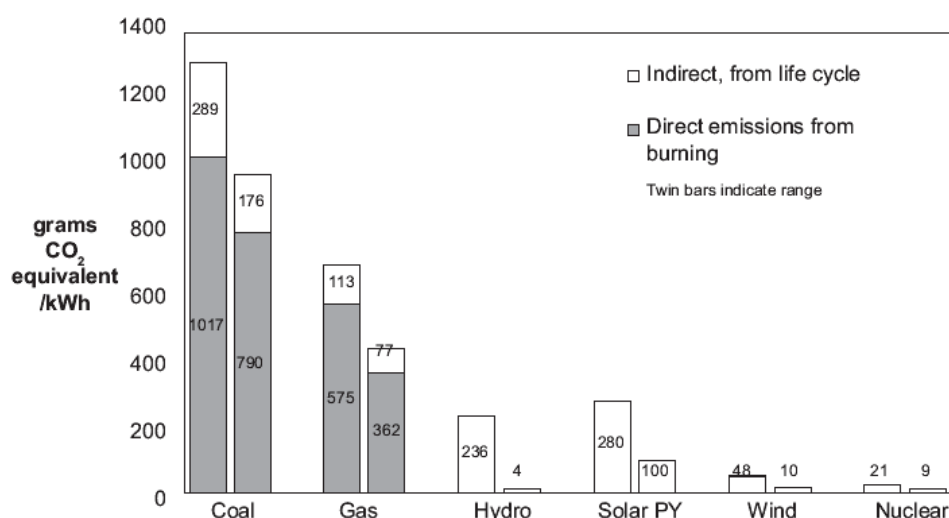


Figura 3.14. Emissões na produção de electricidade por fonte energética. Fonte: UK Parliament⁷

Com uma contribuição de 28% na geração de electricidade, o carvão é a segunda fonte energética mais utilizada para este tipo de geração na UE-27, logo a seguir à nuclear (30%). Nalguns países, este peso é muito maior, como por exemplo na Polónia (91%), Estónia (91%), República Checa (59%) e Grécia (59%) (EC, 2008). Numa visão mais ambiciosa dos objectivos energéticos e climáticos, as tecnologias de carvão limpo, devem ser desenvolvidas rapidamente. De outra forma o carvão não poderá continuar a ter um papel tão importante no mix energético europeu.

As emissões de GEE globais devem diminuir em 50% até 2050, com reduções nos países desenvolvidos de 60-80% (Stern, 2007). Estes objectivos são necessários para manter o aumento médio global da temperatura abaixo dos 2° C, pelo que aumentos acima deste valor consideram-se difíceis de gerir. O mix energético actual da UE-27 é caracterizado por combustíveis fósseis, que em 2005 representaram 79% do consumo bruto energético (EC, 2008). Dada a intensidade carbónica do mix energético europeu, e a possibilidade de um aumento da contribuição do carvão no mix energético (com vista à melhoria da segurança de abastecimento, a Europa pode apenas atingir as metas ambiciosas climáticas com o desenvolvimento de tecnologias CCS focado na centrais eléctricas a carvão, mas também nas emissões de outros combustíveis fósseis na produção de electricidade, bem como, nas emissões industriais. Estudos recentes, apresentados pela CE, identificam a possibilidade de produção eléctrica sustentável a partir das fósseis e proporcionou um quadro legal para a tecnologia CCS (EC, 2008).

Neste contexto, o CCS refere-se a um processo em três etapas, nas quais o CO₂ é capturado na fonte, comprimido e transportado, e por fim injectado e armazenado em campos petrolíferos ou de gás esgotados e aquíferos salinos. Por outro lado, o CO₂ capturado pode ser utilizado para um reforço na recuperação de gás e petróleo. Nas condições tecnológicas actuais, o processo de CCS pode capturar cerca de 85% do CO₂ emitido na fonte. Contudo, estes processos reduzem a eficiência térmica das centrais em 8-12% (IEA, 2008), precisando portanto, de maiores consumos de carvão. O sucesso da tecnologia CCS depende em larga medida de: rapidez na adopção da legislação da UE; fornecimento de um quadro legislativo seguro; e no sucesso do comércio de emissões, bem como do preço de CO₂.

⁷ <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200506/cmselect/cmenvaud/584/584we34.htm>

3.4. RENOVÁVEIS

Desde 2000, a contribuição das energias renováveis tem aumentado bastante no consumo de energia na UE, tendo crescido cerca de 3,9% ao ano, de 2000 a 2010. Estes números devem-se, principalmente, ao aumento da produção de electricidade a partir de biomassa, eólica e fotovoltaica. Contando com 63% da produção bruta de electricidade a partir das renováveis em 2010, a hidroelectricidade é a fonte renovável mais importante na produção de electricidade na Europa. Já outras fontes têm vindo a consolidar-se no mix energético. A eólica, em particular, tem feito um bom progresso, com uma evolução da capacidade instalada de 8 000GWh em 1997 até 70 000 GWh em 2005, registando um aumento de cerca de 150% desde 2000. A electricidade gerada a partir da biomassa também teve numa taxa de crescimento de 13%, em 2003 e de 23% em 2005. A solar fotovoltaica instalada teve uma taxa de crescimento anual de 70% na UE (com um papel importante da Alemanha), mas a sua contribuição na geração de electricidade, em 2010, ainda representava apenas 4% da produção bruta de electricidade total a partir de renováveis (EC, 2008).

Apesar do sector eléctrico ter registado o maior aumento em termos de renováveis, o sector de consumo final mais importante é o aquecimento (57% face 43%) (IEA, 2008). Ao contrário do que se passa no sector eléctrico, as renováveis para aquecimento não sofreram grande evolução, nos últimos anos, porque não dispõem de uma rede que permita a sua integração, dependendo, o seu desenvolvimento futuro, na criação de novas infra-estruturas ao nível das redes e o desenvolvimento de tecnologias (IEA, 2008). A utilização da biomassa, especialmente a lenha, é a fonte renovável mais utilizada para aquecimento. Países como Itália, Suécia, Hungria, França e Alemanha, são os maiores produtores de calor a partir da energia geotérmica da Europa. A energia solar térmica alastrou-se na Alemanha, Grécia, Áustria e Chipre. Verifica-se assim, que há diferenças evidentes na utilização das renováveis para o sector eléctrico e para aquecimento (EC, 2007).

REDUÇÃO DA DEPENDÊNCIA DAS FÓSSEIS

Uma vez que as renováveis são produzidas endogenamente, uma maior contribuição destes recursos no mix energético, pode ajudar a reduzir a dependência das importações de fósseis (como o gás natural), a partir de regiões instáveis. Como tal, reduz-se a competição pelo acesso aos recursos energéticos fósseis que são cada vez mais escassos. Por outro lado, a natureza local e descentralizada da produção das renováveis diminui os riscos de disrupção inerentes ao transporte, bem como perdas de transporte transfronteiriças. As pequenas hídricas e as eólicas (de baixa capacidade) para autoprodução, por exemplo, tendem a ser mais dispersas e a não terem grandes riscos ao nível da segurança (quanto à exposição a sabotagem) (IEA, 2007a).

A escassez não constitui um problema para a grande parte das renováveis. Algumas têm um potencial ilimitado, especialmente nos países do sul da Europa como a Itália, Espanha, Portugal e Grécia. A biomassa tem a vantagem de poder ser armazenada, e como tal, pode melhorar a segurança de abastecimento, uma vez que pode fornecer uma capacidade excedentária para a produção de electricidade ou para aquecimento. As tecnologias das energias renováveis são flexíveis,

em termos de escala e tipo de utilização. A hidroelectricidade, por exemplo, tem um tempo de resposta rápido às necessidades de produção e, portanto, é capaz de satisfazer flutuações inesperadas de procura, ou ajudar a compensar perdas de produção por outras fontes. A hídrica, tal como a biomassa, pode ser armazenada e utilizada para equilibrar o sistema de produção com outros recursos muito variáveis, colmatando a variabilidade sazonal ou diária (IEA, 2007a).

PREÇOS

O problema da segurança de abastecimento também é reflectido nos preços das energias fósseis, nomeadamente no gás e no petróleo. A electricidade ou aquecimento gerado por fontes renováveis não se encontra tão sujeito a flutuações de preços, quando comparados com as fósseis. Também, através da utilização de mais renováveis, a pressão imposta pelos preços de gás é menor (Egenhofer and Jansen, 2006). Nas regiões mais isoladas e rurais, também há benefícios decorrentes de uma maior distribuição na geração de electricidade (produção descentralizada).

Contudo, a contribuição das renováveis na segurança de abastecimento, na UE, pode ser reconsiderada, quando considerados alguns aspectos estruturais. Um aumento de contribuição de renováveis, nomeadamente quando se fala em eólica, biomassa e fotovoltaica, pode ter algumas desvantagens. O vento é intermitente porque as turbinas não funcionam quando o vento se encontra muito fraco ou muito forte, uma vez que há o risco de danificar as turbinas. A fotovoltaica (PV), é sujeita a variações sazonais (Inverno/Verão) bem como variações diárias (dia/noite). Desta forma, a PV não consegue responder à variação de procura de electricidade (IEA, 2007a). A possível falta de continuidade na geração de electricidade a partir do vento, e da energia solar, requer uma capacidade de reserva das outras fontes mais flexíveis. Idealmente, esta diferença pode ser satisfeita por outras renováveis, como as grandes hídricas, ou por outras fósseis, como o gás natural e o carvão. É importante notar que a capacidade de reserva aumenta os custos da geração de electricidade através de renováveis.

Deve-se ter em conta que, no longo prazo, algumas renováveis podem vir a ser comercializadas entre países aumentando os riscos inerentes às importações, como, por exemplo, no caso da biomassa. As suas características físicas, nomeadamente a facilidade de armazenamento e transporte, permitem estabelecer uma comparação entre os riscos de abastecimento das fontes tradicionais e os da biomassa, tanto em termos de disponibilidade física, como em termos de preços. Para a biomassa, há o risco de conflito de usos, uma vez que o solo utilizado na produção de biomassa também pode ser utilizado na produção alimentar. Outra preocupação na dependência das importações relaciona-se com a energia solar (concentrating solar power), produzida no norte de África e no Médio Oriente. Por um lado, o projecto permite a Europa diversificar as fontes energéticas limpas, por outro lado aumentam-se as importações de regiões instáveis.

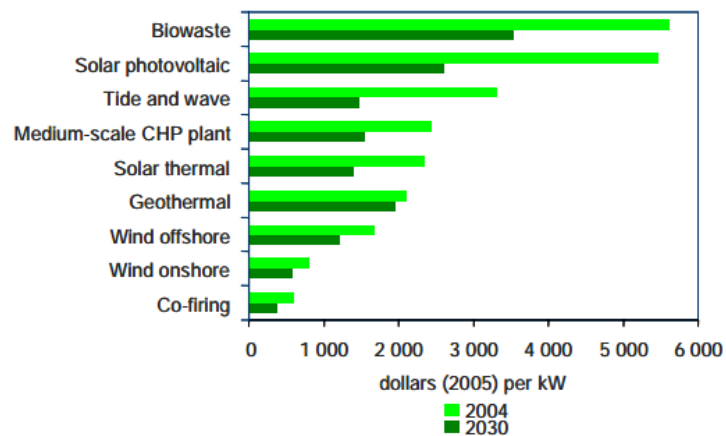


Figura 3.15. Custos das tecnologias das renováveis entre 2004 e 2030. Fonte: IEA (2007a)

A relativa imaturidade da maior parte das tecnologias das renováveis torna-as, de um ponto de vista económico, não muito competitivas. Apenas a geração de electricidade através da hídrica teve tempo para amortecer estes custos que baixaram para 0,03 USD/kWh para grandes hídricas e 0,2 US/kWh para as pequenas hídricas. A solar fotovoltaica é produzida a um custo de 0,5 a 0,45 USD/kWh enquanto os custos capitais para a solar térmica são cerca de 2 500 USD/kW e 5 500 USD/Kw para a solar fotovoltaica (IEA, 2007a). O preço médio para grandes eólicas é de cerca de 1000 USD/kW e a eólica offshore pode custar entre 35 a 100% mais. A longo prazo, com amadurecimento das tecnologias, os custos de capital e de produção baixam, tornando estas tecnologias mais competitivas, tal como se encontra representado na Figura 3.15. A IEA (2006a) espera que as renováveis (com a excepção da eólica), com a duplicação da capacidade instalada, atinjam uma redução na ordem de 15-19% dos custos capitais. De forma a tornar estas tecnologias economicamente viáveis é necessário mais incentivos ao investimento e mudanças ao nível dos consumos nos consumidores.

4. METODOLOGIA PARA ANALISAR A SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO DO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

Historicamente, a segurança energética era inicialmente associada ao petróleo. A oferta de petróleo continua a ser uma questão fundamental, no entanto, a crescente complexidade dos sistemas energéticos requerem uma compreensão sistemática e rigorosa, uma vez que são constituídos por uma vasta gama de vulnerabilidades. As disrupções podem ocorrer devido às mais variadas circunstâncias afectando outros recursos energéticos, podendo ser originadas devido a: 1) fenómenos extremos climáticos como as secas diminuindo a disponibilidade da hidroelectricidade; 2) problemas nas infra-estruturas como falhas técnicas nos oleodutos ou gasodutos ou nas centrais eléctricas; 3) procura nos sectores de utilização final, em eventos climáticos extremos, os picos de procura de energia eléctrica para aquecimento ou arrefecimento. Deste modo, para estudar a segurança energética de um país, não basta analisar a dependência das importações, os fornecedores energéticos e as reservas de emergência. O estudo deve ser alargado a todo o sistema energético.

No âmbito do conceito de segurança de abastecimento energético, são identificados e aplicados diferentes indicadores, com vista a um estudo mais apropriado do sistema energético português, no que se refere às suas vulnerabilidades em relação ao abastecimento, e a potenciais disrupções causadas sobretudo por factores externos. Consideram-se dois períodos de análise: o período histórico (2000-2010) e cenários até ao ano horizonte de 2050. No período histórico irá abordar-se: (1) indicadores de procura energética; (2) indicadores de vulnerabilidade do sistema energético português; (3) indicadores ambientais e (4) indicadores económicos (Figura 4.1), tendo-se por ambição identificar padrões de evolução potenciais, para a segurança energética do sistema português.

Assim, numa primeira análise estudou-se a **procura energética** primária e final (por sector e tipo de energia), tendo em conta variáveis socioeconómicas como a evolução da população, PIB, rendimento disponível das famílias e intensidades energéticas. Nesta caracterização pretende-se estudar os balanços energéticos, balanços na geração de electricidade, de acordo com factores climáticos (hidraulicidade e eolicidade), e avaliar como estes factores influenciam a segurança de abastecimento e a dependência energética. A análise sectorial pretende explorar formas de substituição de combustíveis de modo a tornar os sectores mais resilientes energeticamente.

Portugal é um país importador, como tal a componente externa assume grande interesse. Num estudo de segurança energética nos países da OCDE, a IEA criou uma metodologia na qual a avaliação das **vulnerabilidades do sistema energético** português se vai basear. De acordo com a IEA (2011), as vulnerabilidades dos sistemas energéticos abrangem o risco de disrupção e a capacidade de resposta no caso de esta acontecer. As disrupções podem dever-se a factores externos, reflectindo duas componentes importantes: o risco de exposição a disrupções (i.e. risco associado a potenciais disrupções de importações energéticas) e a capacidade de resiliência do sistema energético face à disrupção (i.e. a capacidade de adaptação, como a substituição de fornecedores ou de rotas de importação). Domesticamente, também se faz esta avaliação em termos de riscos (relacionados com a produção e transformação de energia) e resiliência (capacidade para responder a interrupções no

fornecimento de energia, como reservas de recursos energéticos). Deste modo, analisam-se as vulnerabilidades das fontes de energia primária e como essas vulnerabilidades podem afectar a segurança no abastecimento de combustíveis secundários.

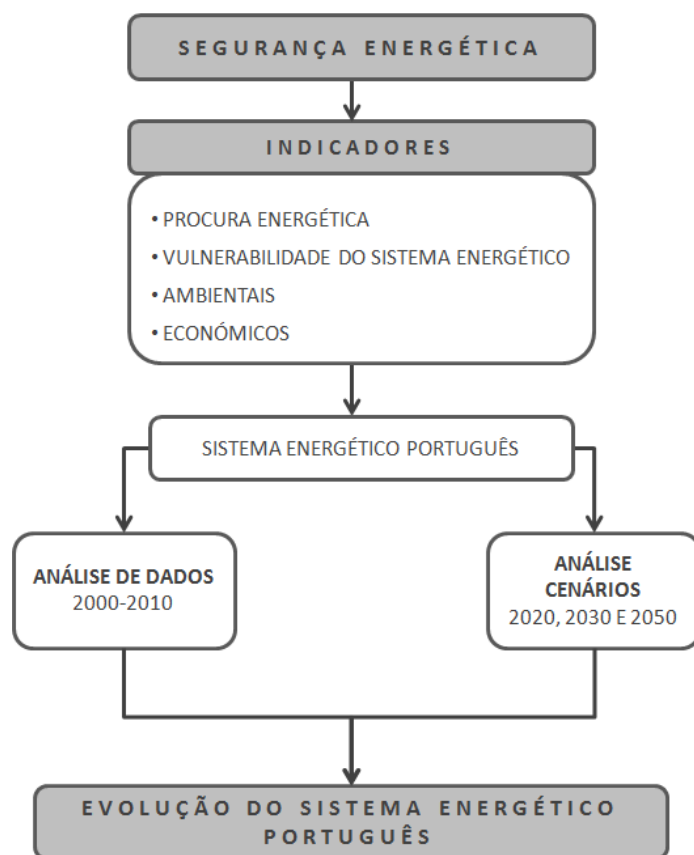


Figura 4.1. Organograma da tese

Tendo em conta os objectivos da política climática, deve-se considerar a componente ambiental na segurança de abastecimento, uma vez que está intimamente ligada ao sector energético. Apesar de Sovacool and Mukherjee (2011) terem identificado uma série de indicadores relacionados com a **dimensão ambiental** como a desflorestação para fins energéticos, poluição da água e do solo decorrentes de descargas, entre outros, neste estudo só serão considerados indicadores relacionados com as alterações climáticas, devido à sua importância no que respeita a política climática e devido às alterações estruturais que têm que ocorrer nos sistemas energéticos, de modo a respeitar os objectivos comunitários para 2020 e 2050. Assim, vão se considerar as emissões de GEE totais em Portugal, as emissões decorrentes do sistema energético, bem como a contribuição de energias "limpas" para o cabaz energético.

Por fim, surge a **dimensão económica** com o estudo dos mercados, preços e despesas com a energia. Este conjunto de indicadores reflecte os problemas da segurança energética em todo o sistema energético desde a geração, conversão e utilização.

Para estudar a vulnerabilidade de Portugal quanto à segurança de abastecimento fez-se uma revisão bibliográfica e escolheram-se os indicadores e índices, mais utilizados neste tipo de estudos, que se

consideraram mais adequados. Assim, neste capítulo, vai-se justificar a escolha dos indicadores/índices utilizados e explica-se a forma como são calculados.

Quanto à política de segurança energética, podem-se distinguir dois tipos de acção sobre a segurança de abastecimento, a de curto e a de longo prazo. Para mitigar os riscos relacionados com a indisponibilidade de energia decorrente de uma disrupção de abastecimento, as acções incluem o estabelecimento de reservas estratégicas, o diálogo com produtores e elaboração de planos de contingência para reduzir o consumo. Quanto ao longo prazo, a preocupação centra-se nos problemas estruturais do sistema energético, pelo que as políticas concentram-se nas causas da disrupção da insegurança energética. As causas de disrupção podem-se agrupar em 4 categorias: (1) disrupções causadas por extremos climáticos ou acidentes; (2) desequilíbrio entre a procura e oferta no mercado da electricidade; (3) deficiências na regulamentação e (4) concentração de combustíveis fósseis (IEA, 2007). Embora haja uma relação entre os dois tipos de acção, como por exemplo a falta de investimento em segurança de abastecimento energético a longo prazo aumenta o risco de disrupção, este estudo limita-se essencialmente no estudo da segurança energética a longo prazo, apesar de se abordar a resiliência do sistema energético português bem como o estudo de algumas vulnerabilidades deste.

Embora os indicadores forneçam informação sobre o estado do sistema energético, considerar muitos indicadores pode sobrecarregar informação e não facilitar a tomada de decisões. Assim, ao trabalhar com indicadores, é extremamente importante a forma como se combinam e interpretam de forma que sejam transparentes, lógicos e relevantes para a política. Apresentam-se a seguir os indicadores relacionados com as diferentes componentes para caracterizar a segurança de abastecimento do sistema energético.

4.1. INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA

A procura energética está intimamente relacionada com factores, como a população, PIB e preço da energia. A gestão na procura energética contribui para um aumento da auto-suficiência e para a aproximação de uma solução custo-eficaz, promovendo um desenvolvimento económico sustentável.

O crescimento populacional promove um aumento da procura energética, reflectindo-se em termos de aumento de importações e/ou maior produção por recursos endógenos. O mesmo se aplica em termos económicos, a economia portuguesa tem vindo a decrescer nos últimos anos e, em resultado da crise económica e financeira que teve início em 2008, a política económica portuguesa tem apresentado medidas de austeridade com repercussões em consumos energéticos, quer ao nível das famílias, quer das empresas. Assim, irá se ilustrar a evolução do consumo de combustíveis e de electricidade, comparando com o rendimento médio das famílias. O crescimento económico está associado ao crescimento do consumo de energia, no entanto, na UE estabeleceu-se um objectivo de redução de consumo de 20%. Nos países europeus, e em particular em Portugal, com dependências do exterior elevadas, uma redução do consumo diminui naturalmente riscos de disrupção por factores externos. Hoje, tendo em conta as políticas climáticas, é desejável que haja uma dissociação entre o crescimento económico e o consumo de energia.

Por outro lado, em anos secos a produtividade hidroelétrica baixa, pelo que o consumo que não pode advir desta fonte energética tem de ser compensado por outro tipo de fonte. Desta forma, torna-se essencial que a avaliação dos consumos e vulnerabilidades do modelo energético português seja enquadrado por certos factores socioeconómicos e climáticos (Tabela 4.1).

Tabela 4.1. Factores socioeconómicos e climáticos considerados para o estudo.

	FACTORES	DADOS/FONTE
SÓCIO- ECONÓMICOS	Índice de crescimento da população (%)	População residente (hab.) – Pordata
	Índice de crescimento do PIB (%)	PIB a preços constantes (€2000) - Pordata
	Rendimento médio disponível das famílias	INE
CLIMÁTICOS	Índice de hidraulicidade	REN
	Índice de eolicidade	REN

De seguida, serão abordados os indicadores de procura energética escolhidos para caracterizar a situação energética portuguesa. Além do cálculo dos indicadores, serão analisados os balanços energéticos disponibilizados pela DGEG, de forma a comparar a dependência energética com os factores climáticos.

a) PIB *PER CAPITA* E CONSUMO DE ENERGIA *PER CAPITA*:

De modo a relacionar o factor população com a procura de energia, devem-se considerar dois elementos fundamentais: o primeiro é o desenvolvimento económico em função da população dado pela relação PIB *per capita*; e o segundo o consumo energético *per capita*. Há uma relação entre o desenvolvimento económico de um país ou região e a sua população. Tipicamente, quanto maior o PIB *per capita*, maior o consumo de energia *per capita*. A média do PIB e do consumo de energia *per capita*, nos países em desenvolvimento, são geralmente 1/7 a 1/8 do valor verificado nos países industrializados.

Por outro lado, associado ao crescimento económico, há uma melhoria do nível de vida da população, aumentando por isso as necessidades energéticas. Apesar do desenvolvimento económico e o consumo energético estarem estreitamente ligados, o consumo energético varia entre países, conforme as características estruturais da economia, características climáticas, preços de energia e políticas de conservação de energia. Da mesma forma, alterações no PIB *per capita* não reflectem muitas vezes alterações proporcionais no consumo de energia, tendo como causas as políticas climáticas, que contribuem para a dissociação do crescimento económico com o aumento do consumo energético.

b) INTENSIDADE ENERGÉTICA

A intensidade energética mede a quantidade de energia necessária para gerar uma unidade de PIB. É um indicador de produtividade que reflecte a natureza da actividade económica, a estrutura do cabaz energético, o clima e a eficiência energética. As tendências das intensidades energéticas são influenciadas, portanto, por alterações estruturais nas actividades económicas e industriais, no mix energético e na eficiência energética (WEC, 2008).

Se a redução da procura energética for acompanhada por fortes níveis de crescimento económico indica que a economia encontra-se mais segura dos efeitos das flutuações dos preços energéticos. Em particular, uma melhoria nas intensidades de petróleo e gás natural indicam uma diminuição na dependência que uma economia tem sobre os combustíveis. No entanto, é importante referir que uma diminuição no consumo de energia, devido a redução da procura estimulado por preços elevados, não reflecte uma melhoria global da segurança.

Desta forma pode-se calcular a intensidade energética de acordo com a equação (1)

$$\text{Intensidade de energia primária} = \frac{\text{CEP}}{\text{PIB}}; \quad (1)$$

Onde, CEP: consumo de energia primária; PIB: Produto interno bruto a preços constantes.

c) DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

Numa primeira análise vai-se avaliar a evolução do cabaz de energia primária português de acordo com os factores climáticos, tentando perceber qual a relação entre o indicador dependência energética e os índices de eolicidade e hidraulicidade. Não serão analisados o impacto de extremos climáticos nos picos de procura de energia e a sua relação com a dependência energética. O indicador dependência energética é um indicador simples, vulgarmente utilizado neste tipo de estudos, calculando-se de acordo com a expressão (2):

$$\text{DE} = \frac{\text{IL}}{\text{CEP}} \quad (2)$$

$$\text{IL} = \text{IB} - \Delta \text{stocks} - \text{saídas};$$

$$\text{saídas} = \text{exportações} + \text{transporte marítimo internacional} + \text{transporte aéreo internacional}$$

Onde, DE - Dependência Energética (%); IL - Importações líquidas (PJ); CEP - Consumo de Energia Primária (PJ); IB - Importações brutas (PJ); Δ stocks - Variação de stocks (PJ).

Os dados para o cálculo do indicador dependência energética foram retirados dos balanços energéticos disponibilizados no site da DGEG, os índices de eolicidade e hidraulicidade foram fornecidos pela REN.

A dependência energética reflecte a vulnerabilidade dos sistemas energéticos ao exterior, já que elevadas dependências energéticas reflectem a necessidade de maiores importações para a satisfação das necessidades energéticas.

d) DIVERSIDADE

Desde a decisão de Churchill em mudar a fonte energética da *Royal Navy* (de carvão para petróleo), na altura da 1ª Guerra Mundial, que a diversidade é uma questão essencial para a segurança energética, tendo afirmado: “*On no one quality, on no one process, on no one country, on no one route, and on no one field must we be dependent (...) Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone*” (Yergin, 2011). A diversidade pode ser analisada em termos de fontes energéticas, fontes de abastecimento, rotas e infra-estruturas energéticas. Uma vez que a auto-suficiência de um país é um objectivo altamente irrealista, dadas as interdependências existentes nos sistemas energéticos no mundo actual, a diversidade constitui uma forma de resiliência a possíveis disrupções, pelo que quanto maior a diversidade, maior a segurança de abastecimento.

De acordo com Stirling (1998), um indicador de diversidade deve considerar três elementos essenciais: variedade (número de categorias), equilíbrio (extensão de categorias) e disparidade (diferença entre categorias, ou seja a natureza e o nível em que as categorias diferem entre si). Dada a dificuldade e a complexidade do conceito de disparidade num indicador de diversidade (Skea, 2010), optou-se por escolher dois indicadores que traduzem duas daquelas propriedades, a variedade e o equilíbrio: Indicador de Shannon-Wiener (SWI) e o de Herfindahl-Hirshmann (HHI). Apesar de Stirling (1998) ter verificado que o indicador mais satisfatório, embora não reflecta a disparidade, seja o SWI, optou-se por calcular também o HHI pela sua vasta utilização em estudos de segurança de abastecimento e de forma a ter maior confiança nos resultados obtidos.

O estudo deste indicador irá abranger a diversidade de recursos na matriz energética primária. Vários estudos aplicaram o indicador de Shannon ou uma variante para avaliar a diversidade do cabaz energético (Jansen *et al.*, 2004; Grubb *et al.* 2006; APERC, 2007; Costantini *et al.*, 2007). Já o HHI é muito utilizado em estudos de segurança de abastecimento, mas geralmente foca-se na concentração do abastecimento (Grubb *et al.*, 2006; IEA, 2007; Gupta, 2008).

O indicador de Shannon ou de Shannon-Wiener é muito utilizado em ecologia para estudos biodiversidade, tendo sido criado em 1962. Actualmente é muito comum a sua utilização em estudos de diversidade, incluindo os de abastecimento energético ou geração de electricidade. Para o cálculo da diversidade consideraram-se seis fontes energéticas, de acordo com a sua importância actual ou potencial na matriz energética portuguesa: petróleo, gás natural, carvão, hídrica, eólica e outros renováveis. Este indicador calcula-se através da expressão (3):

$$SWI = - \sum p_i \times \ln (p_i) \quad (3)$$

Onde, p_i é a *share* do recurso energético i no consumo de energia primária.

O SWI é uma medida simplificada de diversidade, uma vez que para o seu cálculo só se utilizam as contribuições de cada fonte no cabaz energético. Como se pode verificar na Figura 4.2, o seu comportamento depende do número de fontes independentes (o que Stirling define como disparidade).

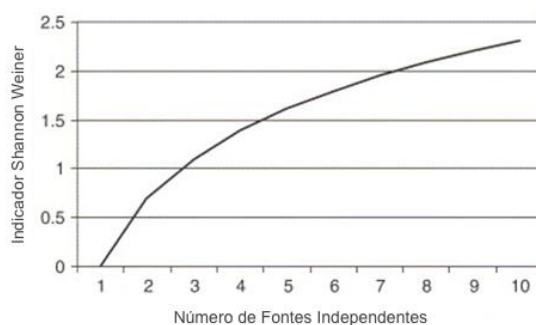


Figura 4.2. Indicador de Shannon–Wiener. Adaptado de Kruyt *et al.* (2009).

O valor mínimo assumido pelo indicador é zero representando a contribuição de apenas um recurso no sistema energético. Um sistema com duas fontes energéticas independentes e com a mesma contribuição, ou seja cada uma com uma contribuição de 50%, terá uma diversidade de 0.69, representando a maior diversidade possível para um sistema nestas condições. Para seis formas de energia, o valor máximo de SWI é de 1.79. A Figura 4.2, indica que para valores abaixo de um, o sistema é muito concentrado e dependente de uma ou duas fontes, a um nível que, na ocorrência de alguma disrupção, pode ameaçar a segurança energética. Valores acima de dois apontam para sistemas com várias fontes, em que nenhuma terá um papel dominante, e consequentemente, este sistema é seguro no caso de alguma fonte falhar (Grubb *et al.*, 2006).

Quanto ao indicador Herfindahl-Hirschmann (HHI), também é conhecido pela sua contribuição em estudos de diversidade no ramo da ecologia como indicador de Simpson, e em economia como indicador de concentração de Herfindahl-Hirschman. O HHI é uma medida de concentração de mercado vulgarmente utilizada pelos governos, como US Federal Trade Commission e UK Office of Fair Trading (IEA, 2007; Skea, 2010).

O HHI obtém-se pela expressão (4):

$$HHI = \sum (p_i)^2 \quad (4)$$

Onde, p_i é a *share* do recurso energético i no consumo de energia primária.

Os valores variam entre 0 e 1, em que quanto menor o valor de HHI, mais diverso é o sistema. De modo a que os dois indicadores variem da mesma forma, é usual utilizar $1-HHI$ na avaliação da diversidade.

Estes dois indicadores de diversidade, variam de forma semelhante tal como se pode verificar na Figura 4.3. Nesta figura, encontra-se representado um sistema com três fontes energéticas, em que uma delas varia de acordo com o eixo xx, e as restantes representam o que sobra de forma equitativa. A maior diversidade ocorre quando as fontes energéticas têm uma participação equivalente, HHI assume valor zero ($1-HHI$ assume 1) e a diversidade mínima quando apenas uma fonte representa 100% do portfolio.

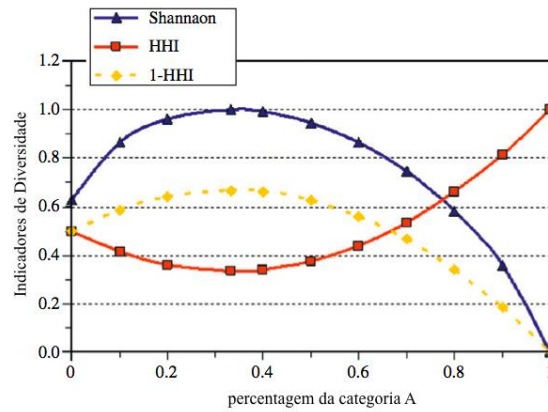


Figura 4.3. Variação de HHI, 1-HHI e SWI. Adaptado de Krut et al. (2009).

e) NET ENERGY IMPORT DEPENDENCY (NEID)

Este indicador é uma medida combinada de diversidade e de dependência energética, criado pela APERC (2007). Tal como se pode verificar na expressão (5), o indicador de Shannon foi adaptado numa medida de dependência ponderada com a respectiva diversidade de recursos energéticos (Krut et al., 2009).

$$NEID = \frac{\sum m_i \times p_i \times \ln(p_i)}{\sum p_i \times \ln(p_i)}; \quad (5)$$

Onde, m_i é a *share* das importações recurso energético i , e p_i é a *share* do recurso energético i no consumo de energia primária.

Deste indicador, obtém-se um valor sob a forma de percentagem. Valores próximos de zero sugerem que a economia depende de recursos endógenos para satisfazer as suas necessidades energéticas primárias. Valores próximos de 100% apontam para uma economia fortemente dependente do exterior, e portanto, reflecte maior risco para a segurança de abastecimento (APERC, 2007). No entanto o contrário não se pode assumir, uma vez que o facto de não se importar estes recursos não significa que o sistema energético não apresente vulnerabilidades quanto à segurança. Ao depender totalmente de FER, pode não ocorrer a satisfação das necessidades totais de energia, devido a certos eventos, como por exemplo anos de seca.

4.2. VULNERABILIDADES DO SISTEMA ENERGÉTICO

A segurança energética tem de ser pensada não apenas em termos de abastecimento energético, mas em termos de segurança de toda a cadeia, ou seja desde a produção até ao consumo final. O sistema inclui centrais eléctricas, refinarias, portos, gasodutos e oleodutos, linhas de transporte de alta tensão, cabos de distribuição, campos de armazenamento de gás e de petróleo, tanques de armazenamento e subestações, integrado numa complexa teia de interdependências. Deste modo, as vulnerabilidades da cadeia energética podem ser as mais variadas, desde ataques às infra-estruturas aos mais pequenos incidentes que poderão desencadear um apagão geral (Yergin, 2011).

Neste estudo, vão se abordar algumas destas vulnerabilidades aplicando a metodologia desenvolvida pela IEA - Model of Short-term Energy Security (MOSES), na qual as vulnerabilidades se encontram divididas por recurso energético. Tendo em conta o sistema energético português consideraram-se: crude e produtos petrolíferos, gás natural, carvão e biocombustíveis.

As dimensões da segurança energética aqui expostas relacionam-se com os riscos de disrupção externos e internos e com a resiliência do modelo energético (Tabela 4.2).

Tabela 4.2. Dimensões da segurança energética no estudo das vulnerabilidades do modelo energético português.

	Riscos	Resiliência
Externa	Riscos associados a possíveis disrupções, devido a factores externos	Capacidade de resposta às perturbações nas importações, como a substituição de fornecedores ou de rotas
Doméstica	Riscos relacionados com a produção e transformação de energia	Capacidade de resposta a interrupções de abastecimento energético (como, por exemplo, as reservas estratégicas de petróleo).

Para simplificar a análise optou-se por categorizar os resultados da mesma forma que a IEA. Numa primeira fase, estabelece-se três gamas de valores para cada indicador, correspondentes a baixa, média e alta vulnerabilidade. Nalguns casos, a IEA teve de recorrer a peritos para determinar quais os níveis considerados seguros em termos de risco e os valores adequados de capacidade de resiliência. Numa segunda fase, esta categorização é utilizada para traçar um perfil de segurança energética para Portugal, combinando os indicadores de forma a considerar a forma como riscos particulares podem influenciar outros aspectos de segurança energética e como capacidades específicas de resiliência podem atenuar riscos específicos.

De seguida, agrupam-se os resultados, de modo a obter 3 a 5 categorias de perfis de segurança energética, para cada recurso energético ou produto, baseados na exposição total ao risco e às capacidades de resiliência, como ilustrado na Figura 4.4. Este processo, agrupa países com perfis de risco e resiliência similares. Os perfis de segurança energética são marcados com as letras de A a E (Figura 4.4), variando desde um perfil de baixo risco e alta resiliência (letra A - grande segurança energética) até alto risco e baixa resiliência (letra E - baixa segurança energética).

Os detalhes para cada agrupamento de indicadores e a forma de estabelecer um perfil de segurança para cada fonte de energia, são apresentados a seguir.

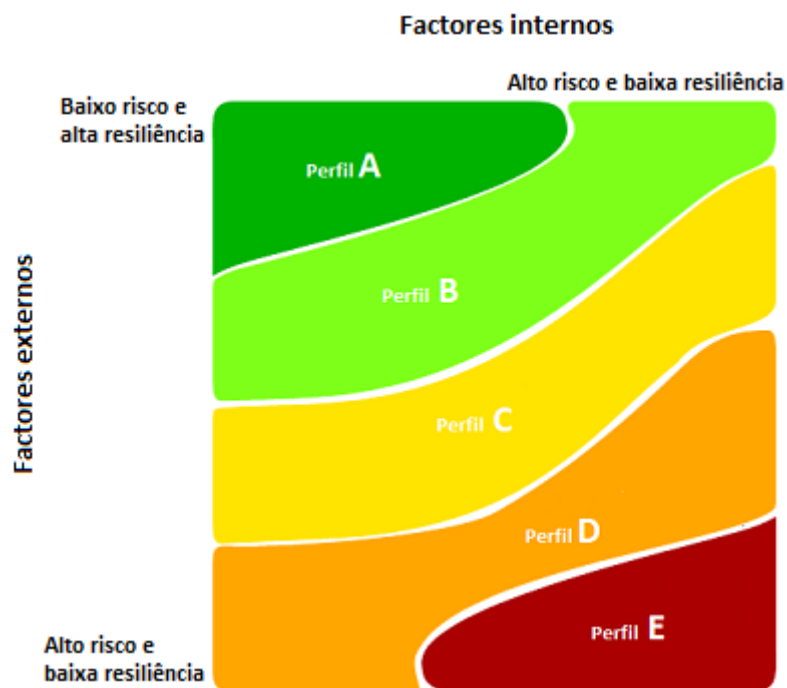


Figura 4.4. Perfis de segurança energética possíveis de acordo com a metodologia desenvolvida pela IEA. Adaptado de IEA (2011).

a) CRUDE

Os indicadores que vão ser utilizados na avaliação da vulnerabilidade do modelo energético português ao crude encontram-se na Figura 4.5.

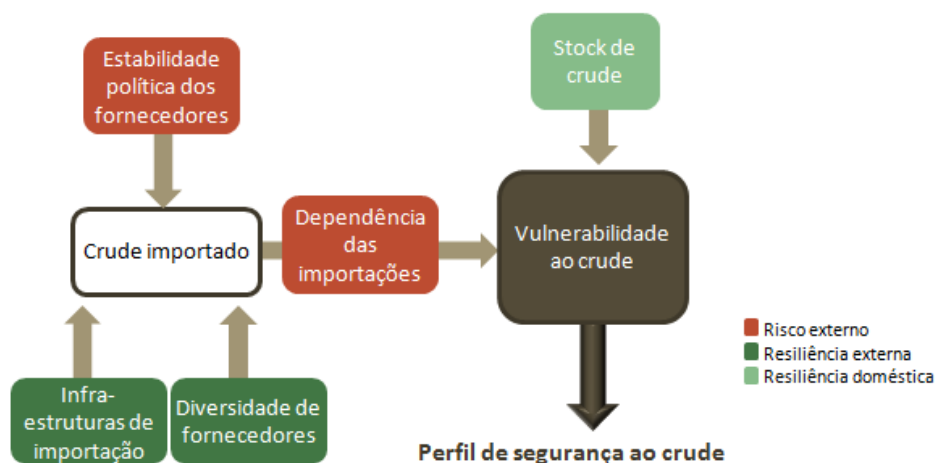


Figura 4.5. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao crude. Adaptado de IEA (2011).

Assim, os indicadores escolhidos para esta análise são a dependência relativa ao crude, a diversidade de fontes de abastecimento e correspondente estabilidade dos países fornecedores, os pontos de entrada, as reservas estratégicas de petróleo portuguesas. As categorias de valores alta, média e

baixa, para os indicadores seleccionados, são conjugados com um código de cores, de forma a relacionar o resultado para cada indicador e a vulnerabilidade. A Tabela 4.3 mostra os intervalos de valores para cada indicador associado à vulnerabilidade.

Tabela 4.3. Categorias de valores para os indicadores seleccionados na avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao Crude. Adaptado de IEA (2011).

Dimensão	Indicador	Baixo	Médio	Alto
Risco Externo	Dependência das importações	≤15%	40-65%	≥80%
	Estabilidade dos fornecedores*	<2.5	≥2.9	
Resiliência Externa	Diversidade de fornecedores	>0.8	0.3-0.8	<0.3
	Infra-estruturas de importação	Portos	0 1 2	3-4 ≥5
		Oleodutos	1 2 3-4	5-8 ≥9
Resiliência doméstica	Níveis de reserva	≤15	20-50	≥55

*Indicador complementar ao estudo

De modo a obter um perfil de segurança quanto ao crude, agrupam-se os resultados, encontrando-se os valores para o conjunto de indicadores escolhidos associados a cada perfil de segurança ao crude compilados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Perfis de segurança ao crude. Adaptado de IEA (2011).

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	- País exportador de crude ou - Importador de ≤15% do consumo de crude.
B	- Importador de 40-65% do consumo de crude; ou - Importador ≥80% do consumo total de crude e com: · ≥ 5 portos ou ≥ 9 oleodutos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores alta (i.e. <0,3) e capacidade de armazenamento de crude ≥55 dias.
C	- Importador ≥80% do consumo total de crude e com: · ≥ 5 portos ou ≥ 9 oleodutos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores alta (i.e. <0,3) e capacidade de armazenamento <50 dias; ou · 2-4 portos ou 5-8 oleodutos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores alta (i.e. <0,3) e capacidade de armazenamento de crude >20 dias.
D	- Importador ≥80% do consumo total de crude e com: · 2-4 portos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores alta (i.e. <0,3) e capacidade de armazenamento ≤15 dias; · 2 portos ou 3 oleodutos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores baixa (i.e. >0,8) e capacidade de armazenamento de crude ≥ 15 dias. ou

	<ul style="list-style-type: none"> • 1 porto ou 1-2 oleodutos responsáveis pela importação de crude e com: <ul style="list-style-type: none"> • diversidade de fornecedores média a alta (i.e. $<0,8$) e capacidade de armazenamento de crude ≥ 15 dias. ou <ul style="list-style-type: none"> • diversidade de fornecedores baixa (i.e. $>0,8$) e capacidade de armazenamento de crude ≥ 55 dias.
E	<ul style="list-style-type: none"> - Importador $\geq 80\%$ do consumo total de crude e com: <ul style="list-style-type: none"> • 1 porto ou 1-3 oleodutos responsáveis pela importação de crude, e capacidade de armazenamento de crude ≤ 15 dias; ou <ul style="list-style-type: none"> • 3-4 portos ou 5-8 oleodutos responsáveis pela importação de crude, diversidade de fornecedores alta (i.e. $<0,3$) e capacidade de armazenamento de crude <50 dias.

FACTORES EXTERNOS

A dependência em relação aos recursos é determinante na exposição ao exterior. Portugal, não possui recursos energéticos fósseis para satisfazer as suas necessidades, pelo que tem que recorrer aos mercados para o obter. Assim, tem de arranjar outras formas de atenuar essa vulnerabilidade. Depender apenas de uma única fonte de abastecimento de petróleo, acarreta de longe mais riscos do que importar de várias fontes, pelo que, ter vários fornecedores de energia, para um dado recurso, reduz a vulnerabilidade em caso de disrupção temporária ou mesmo permanente. Deste modo, se um país for vítima de algum desastre natural, acto de terrorismo, guerra, mudança de regime político ou outro evento que possa prejudicar as exportações, o país importador sofrerá menores perturbações em relação ao abastecimento total (Leiby, 2007). De acordo com Vivoda (2009) a diversidade das fontes é apenas uma das medidas de segurança de abastecimento e de gestão da procura, que aumentam a segurança energética, não devendo ser sobrevalorizada. Outras medidas devem ser consideradas como, a diversidade nos tipos de recursos utilizados, diversidade de rotas de transporte, garantir o acesso ao recurso na origem, melhoria de eficiência energética, inovação tecnológica, reservas estratégicas, infra-estruturas energéticas, cooperações internacionais entre importadores e melhoria das relações políticas com os países exportadores.

É geralmente aceite que factores geopolíticos podem ter impactos negativos na oferta do petróleo e do gás natural, tal como foi referido na secção 3. Uma vez que Portugal depende bastante do exterior é relevante analisar as origens da energia consumida em Portugal, bem como a estabilidade política dos países exportadores. Alguns estudos tentam quantificar este elemento (estabilidade política) como medida de segurança de abastecimento. Jansen *et al.* (2004) desenvolveu uma metodologia, modificando o indicador de Shannon e recorrendo ao IDH do PNUD. Blyth and Lefèvre (2004) e Gupta (2008) utilizam a classificação de risco político ICRG desenvolvido pelo PRS Group. A IEA (a partir de 2007) bem como WEC (2010) começa a utilizar a média de dois dos seis indicadores desenvolvidos pelo *World Bank*: "Estabilidade política e ausência de violência" e "qualidade regulamentar" (IEA, 2007).

Optou-se por adoptar a média dos dois indicadores referidos do World Bank, por uma questão de disponibilidade de dados e, no caso do IDH, por se considerar que este índice não reflecte o que se

pretende com este estudo. Os indicadores de governança desenvolvidos pelo World Bank, encontram-se divididos em seis dimensões de governança, dos quais, de acordo com a IEA (2007), dois possuem particular relevância para a segurança energética. A *Estabilidade política e ausência de violência* mede a probabilidade do governo no poder, ser destabilizado ou mesmo derrubado por meios violentos ou inconstitucionais, incluindo violência interna e terrorismo (Kaufmann *et al.*, 2010). A *Qualidade Regulamentar* mede a ocorrência de políticas que restrinjam o mercado concorrencial como o controlo de preços, bem como encargos impostos por regulamentação excessiva no domínio do comércio externo e desenvolvimento empresarial.

Estes indicadores são calculados anualmente e variam num intervalo entre 0 a 100, com os maiores valores a indicarem um melhor desempenho de governança. A IEA (2011), na metodologia MOSES, utiliza o *rating* da OCDE em relação à estabilidade política, numa escala entre 0 e 7, sendo os maiores valores correspondentes a uma menor estabilidade política. De modo a obter resultados na mesma escala que a IEA utiliza, optou-se por redefinir a escala para a gama de valores utilizados no *rating* da OCDE. O valor final para o indicador estabilidade política de fornecedores, é obtido pela média aritmética das duas componentes referidas, ponderada com a proporção de crude importado, por cada país fornecedor. É importante notar que este indicador não é considerado na avaliação do perfil de segurança ao crude, mas sim é um indicador complementar ao estudo.

Outro aspecto importante da segurança energética é a forma como a energia é transportada até chegar ao destino. O transporte pode ser feito através de *pipeline* ou via marítima, sendo este último considerado uma forma de transporte mais estável. Além disso, o transporte por via marítima pode ser mais diverso e flexível. Desta forma, as infra-estruturas assumem grande importância enquanto factor de resiliência do sistema energético. Neste caso, vão-se avaliar o número e natureza das infra-estruturas que visam a importação de crude, i.e. o número de portos e *pipelines* responsáveis pelo transporte do crude para Portugal. É importante referir que Portugal tem uma posição geográfica estratégica, sendo um ponto de entrada para a Europa. Deste modo, a capacidade de transporte (via marítima) pode vir a assumir grande importância.

FACTORES INTERNOS

Os níveis de armazenamento são um factor que, na metodologia MOSES, diferenciam os países com grandes dependências. Na verdade, a relação entre a capacidade das reservas com o crude tratado, fornece informação sobre a adequabilidade dos níveis de reserva em função dos consumos, para cada ano. Deste modo, os níveis de armazenamento devem ser ajustados aos consumos de cada país, de forma a minorar os efeitos que uma disrupção pode ter numa economia. Por outro lado, em caso de preços muito elevados, os países podem recorrer ao consumo de algumas reservas armazenadas, de modo que os preços energéticos não afectem tanto a economia.

Complementarmente ao cálculo de indicadores, optou-se por ilustrar o rácio *reserves to production* (R/P) dos principais fornecedores de crude a Portugal. Este é um indicador muito adoptado em estudos de segurança de abastecimento, uma vez que reflecte a disponibilidade das fontes energéticas, medindo as reservas existentes ao nível da produção.

b) DERIVADOS DE PETRÓLEO

Quanto aos indicadores utilizados para avaliar as vulnerabilidades específicas dos derivados de petróleo, encontram-se esquematizados na Figura 4.6.

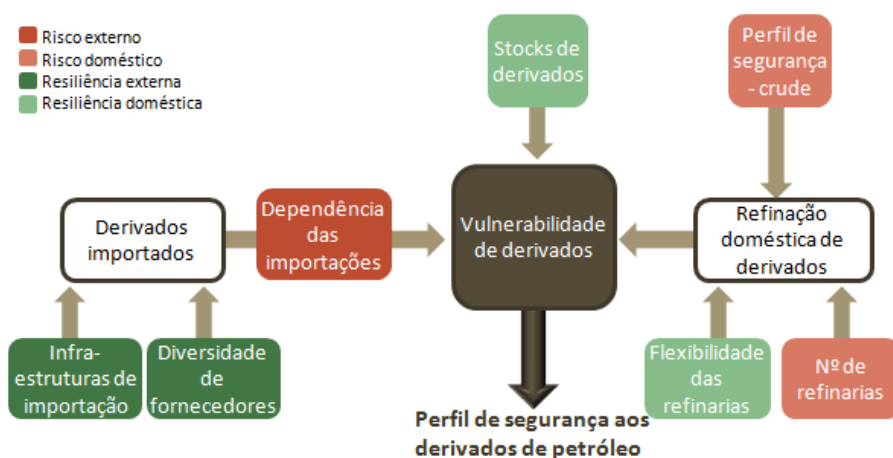


Figura 4.6. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético aos derivados de petróleo. Adaptado de IEA (2011).

Como se pode observar, alguns dos indicadores são comuns aos apresentados para o crude (infra-estruturas de importação; diversidade de fornecedores e reservas de emergência). Os países podem optar por importar crude ou os derivados. No caso de se importar mais crude faz sentido avaliar o número de refinarias bem como a sua flexibilidade. Se o país optar por importar os derivados, é relevante analisar a diversidade no abastecimento, pelos motivos já expostos.

A exposição a riscos externos é feita através de uma avaliação dos défices de produtos petrolíferos, ou seja, a proporção do derivado que é importado. São utilizados indicadores separados para cada categoria de derivado de petróleo (gasolina, destilados médios e outros derivados de petróleo), uma vez que a dependência dos derivados não se manifesta da mesma forma em todos os derivados, e que diferentes categorias de derivados não são permutáveis, na grande maioria das situações. A Tabela 4.5. mostra os intervalos de valores para cada indicador associado à vulnerabilidade.

Tabela 4.5. Categorias de valores para os indicadores seleccionados – derivados de petróleo. Adaptado de IEA (2011).

Dimensão	Indicador	Baixo	Médio	Alto
Risco Externo	Déficé (gasolina; destilados médios e outros produtos petrolíferos)	≤5%	5-25%	25-45%
Risco doméstico	Perfil de segurança de abastecimento do crude	Os 5 perfis avaliados de acordo com o MOSES		
	Número de refinarias	1	Nota 1	
	Diversidade de fornecedores	≥0.54	0.18-0.54	≤0,18
Resiliência Externa	Infra-estruturas de importação	Portos	0	2-4
		Oleodutos	1-2	Nota 2
		Rios	1-2	
Resiliência doméstica	Flexibilidade das refinarias (índice de complexidade de Nelson)	≤6.0	6.0-9.0	≥9.0

	Stocks de derivados	≤6	6-9	≥9
--	---------------------	----	-----	----

Nota 1: O Indicador só é considerado para países com apenas uma refinaria.

Nota 2: Não há países com mais de dois oleodutos ou pontos de entrada via rio sem ter pelo menos cinco portos marítimos.

Quanto aos indicadores que avaliam a resiliência a factores externos, são a diversidade de fornecedores e o número e natureza de pontos de entrada (infra-estruturas de importação). É importante notar que as categorias de valores, para avaliar a diversidade, difere do crude devido às diferenças entre os mercados internacionais para estes combustíveis (IEA, 2011). O crude só pode ser obtido de países que tenham os recursos, no entanto, no caso dos refinados de petróleo, o mercado é muito mais abrangente já que este tipo de produtos pode ser obtido num número muito maior de países (dotados de refinarias), pelo que as categorias de valores para a diversidade são mais rigorosas (alta $\leq 0,18$; média entre 0,18 e 0,54 e baixa $\geq 0,54$).

Os indicadores que descrevem a resiliência interna são o número de refinarias e a flexibilidade destas, ou seja, a capacidade das refinarias para processar petróleo bruto com diferentes propriedades, sendo calculado com recurso ao índice de complexidade de Nelson.⁸ Embora o número de refinarias dependa do tamanho do país, ter apenas uma refinaria torna um país particularmente vulnerável a disrupções, quer por motivos naturais, quer por motivos técnicos. O estudo da flexibilidade das refinarias também é importante para o estudo da vulnerabilidade, uma vez que a flexibilidade das refinarias representa a capacidade de processar diferentes tipos de crude (i.e. crude mais pesado ou com maiores teores em enxofre) de forma a transformá-lo em produtos de valor acrescentado. O índice de complexidade de Nelson (Nelson Complexity Index - NCI) é um indicador muito utilizado no estudo da flexibilidade das refinarias, sendo uma medida calculada através da multiplicação de um factor de complexidade de cada unidade da refinaria⁹ pela capacidade dessas mesmas unidades.

O perfil de segurança para os derivados faz-se em duas etapas. Numa primeira etapa, Portugal é categorizado de acordo com o perfil obtido para o crude e com a flexibilidade das refinarias. Numa segunda fase, considera-se o número de refinarias. Esta avaliação faz-se para cada categoria de derivados de petróleo, no entanto, como Portugal é um exportador de gasolina, esta análise vai-se centrar apenas na vulnerabilidade aos destilados médios (gasóleo e jets) e outros derivados de petróleo (GPL, gasolina de aviação, fuelóleo e coque de petróleo).

De modo a obter um perfil de segurança, quanto às categorias de destilados médios e de outros derivados de petróleo, agrupam-se os resultados, encontrando-se os valores para o conjunto de indicadores escolhidos associados a cada perfil de segurança, para essas categorias, compilados na Tabela 4.6 e na Tabela 4.7, respectivamente.

⁸ <http://www.galpenenergia.com/PT/Paginas/Glossario.aspx?Letter=C>

⁹ Atribui-se a cada unidade da refinaria um factor de complexidade com base no nível tecnológico de cada unidade.

Tabela 4.6. Perfis de segurança as destilados médios. Adaptado de IEA (2011).

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de destilados médios e</p> <ul style="list-style-type: none"> - tem ≥ 9 semanas de armazenamento de destilados médios e pertencem a: <ul style="list-style-type: none"> · perfil de segurança de A a C (relativamente ao crude); ou · perfil de segurança de D (relativamente ao crude), ter uma grande flexibilidade de refinação (i.e. $NCI \geq 9$) e ter pelo menos 2 refinarias.
B	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de destilados médios e</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertencer ao perfil de segurança de A a C (relativamente ao crude) e ≥ 3 semanas de armazenamento de destilados médios; ou - pertencer ao perfil de segurança D ou E (relativamente ao crude), com uma flexibilidade de refinação moderada a alta (i.e. $NCI > 6$) e uma capacidade de armazenamento de destilados médios ≥ 6 semanas; ou Importa $> 45\%$ do consumo de destilados médios, com uma capacidade de armazenamento de destilados médios ≥ 9 semanas e com uma diversidade de fornecedores moderada (i.e. $HHI < 0,54$) ou com ≥ 5 portos responsáveis pela importação de derivados de petróleo.
C	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de destilados médios, pertence ao perfil de segurança ao crude E, com uma refinaria com grande flexibilidade e com uma capacidade de armazenamento de destilados médios ≥ 6 semanas.</p>
D	<p>Importa $> 45\%$ do consumo total de destilados médios, com uma diversidade de fornecedores moderada (i.e. $HHI < 0,54$) e com uma capacidade de armazenamento de destilados médios de 3 a 6 semanas.</p>
E	<p>Importa 100% das necessidades de destilados médios (i.e. importação = 100%), através de uma <i>pipeline</i> com baixa diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \geq 0,54$) e com uma capacidade de armazenamento de destilados médios ≤ 3 semanas.</p>

Tabela 4.7. Perfis de segurança a outros derivados de petróleo. Adaptado de IEA (2011).

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo e</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertence ao perfil de segurança ao crude A ou B e com uma capacidade de armazenamento de destilados médios ≥ 6 semanas; ou - pertence ao perfil de segurança ao crude C, e com: <ul style="list-style-type: none"> · grande flexibilidade de refinação e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo ≥ 6 semanas; ou · uma flexibilidade de refinação limitada a moderada (i.e. $NCI < 9$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo ≥ 9 semanas.

B	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo e</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertence ao perfil de segurança A ou B (relativamente ao crude) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo < 6 semanas; <p>ou</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertence ao perfil de segurança C (relativamente ao crude), com uma flexibilidade de refinação moderada (i.e. $NCI: 6-9$) e uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo de 3 a 9 semanas.
C	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo e</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertence ao perfil de segurança C (relativamente ao crude) e: <ul style="list-style-type: none"> · com uma flexibilidade de refinação moderada a alta (i.e. $NCI > 6$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo < 3 semanas; <p>ou</p> <ul style="list-style-type: none"> · com uma flexibilidade de refinação baixa (i.e. $NCI \leq 6$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo ≥ 3 semanas <p>- pertence ao perfil de segurança D (relativamente ao crude), com uma grande flexibilidade de refinação e com pelo menos duas refinarias.</p> <p>Importa $> 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo, com ≥ 5 portos responsáveis pela importação de derivados de petróleo e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo de ≥ 6 semanas.</p>
D	<p>Importa $\leq 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo e</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertence ao perfil de segurança D ou E (relativamente ao crude) e: <ul style="list-style-type: none"> · com uma flexibilidade de refinação moderada (i.e. $NCI: 6-9$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo de 3 a 6 semanas; <p>ou</p> <ul style="list-style-type: none"> · com uma flexibilidade de refinação alta (i.e. $NCI \geq 9$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo < 3 semanas <p>Importa $> 45\%$ do consumo de outros derivados de petróleo, com uma diversidade de fornecedores moderada (ie. $HHI: 0,3-0,54$) e com uma capacidade de armazenamento de outros derivados de petróleo < 3 semanas.</p>
E	<p>Importa 100% das necessidades de outros derivados de petróleo, baixa diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \geq 0,54$) e com uma capacidade de armazenamento de destilados médios < 3 semanas.</p>

c) GÁS NATURAL

Os indicadores e o processo de avaliação da vulnerabilidade da segurança de abastecimento, referente ao gás natural, é muito semelhante ao efectuado para o crude. A análise da segurança de abastecimento do gás natural inclui 6 indicadores (descritos na Figura 4.7.) relacionados com aspectos externos e internos, que se reflectem em riscos e capacidades de resiliência do sistema energético português.

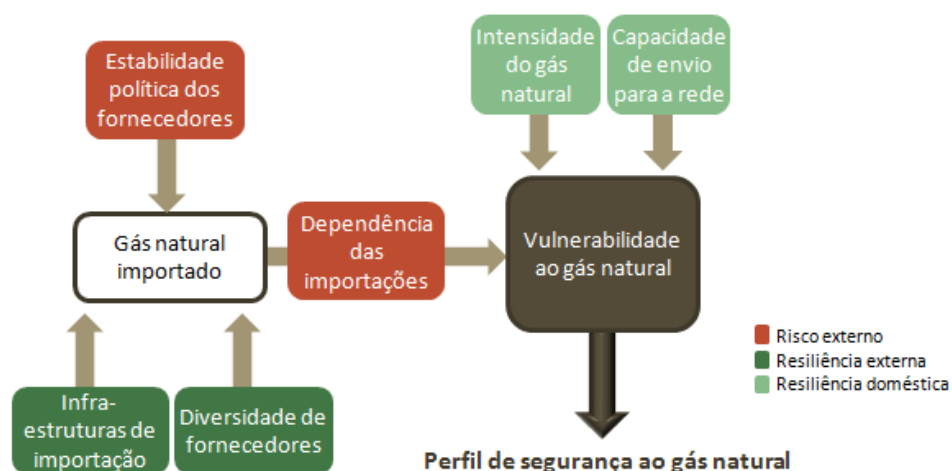


Figura 4.7. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético ao gás natural. Adaptado de IEA (2011).

Portugal não possui recursos energéticos fósseis, desta forma, à semelhança da avaliação da vulnerabilidade do sistema energético português ao crude, não se consideram riscos domésticos, uma vez que estes estão associados à produção doméstica de gás natural. Os intervalos de valores respeitantes a cada categoria de vulnerabilidade e aos indicadores mencionados encontram-se apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8. Categorias de valores para os indicadores seleccionados – gás natural. Adaptado de IEA (2011).

Dimensão	Indicador		Baixo	Médio	Alto
Risco Externo	Dependência de importações		≤10%	30-40%	≥70%
	Estabilidade dos fornecedores		<1	1.0-4.0	≥4.0
Resiliência Externa	Diversidade de fornecedores		>0.6	0.3-0.6	≤0.3
	Infra-estruturas de importação	Terminais GNL	0	1-2	≥3
		Gasodutos	1-2	3-4	≥5
Resiliência doméstica	Capacidade técnica de envio para a rede		≤50%	50-100%	≥100%
	Intensidade de gás na economia (m ³ /1000€ ₂₀₀₅)		<30	30-80	>80

Os factores externos que influenciam a vulnerabilidade ao gás natural relacionam-se com a dependência do exterior para aquisição deste tipo de recursos energéticos. Assim, os indicadores de risco são a dependência das importações e a estabilidade dos fornecedores, e os indicadores de resiliência são a diversidade de fornecedores e o número e natureza de infra-estruturas de transporte transfronteiriço de gás natural.

A resiliência doméstica é avaliada com o recurso à avaliação da capacidade técnica de envio para a rede (*send out*), obtida pelo rácio das capacidades máximas técnicas de emissão dos gasodutos e de instalações de GNL à rede do sistema nacional de gás natural, pelo pico de procura diária. O armazenamento do gás natural tem um papel fundamental, tanto para gerir a procura de gás e as suas flutuações, como para gerir a procura em condições de emergência. Geralmente para responder

a procura de ponta, no curto prazo, é necessário que a taxa de emissão de gás da instalação de armazenamento à rede seja relativamente rápida. Desta forma, e de acordo com a categorização efectuada pela IEA, os países podem pertencer a uma de três gamas de valores: baixa capacidade de emissão à rede em comparação com o pico de procura diária (<50%), moderada (entre 50 e 100%) e elevada capacidade de envio (>100%).

Intensidade energética do gás natural é também utilizado como um indicador da resiliência interna. Este valor é calculado através do rácio do consumo de gás pelo PIB, sendo um sinal de exposição económica a disrupções de gás. Desta forma, quanto maior a intensidade energética do gás natural maior a vulnerabilidade de uma economia a possíveis disrupções de gás, particularmente a possíveis aumentos de preços de gás. A IEA calcula o indicador de intensidade de gás, numa economia, para diferenciar países pertencentes ao mesmo perfil de segurança, pelo que neste estudo será considerado, como complemento ao estudo da vulnerabilidade do modelo energético português ao gás.

Complementarmente, apesar de não fazer parte da avaliação da vulnerabilidade do sistema energético português ao gás natural, vai-se avaliar a capacidade de armazenagem em relação à procura média e de ponta diária, de modo a estimar os dias de consumo (médios e de ponta) que Portugal possui em reservas.

De modo a obter um perfil de segurança quanto ao gás natural, agrupam-se os resultados, encontrando-se os valores, para o conjunto de indicadores escolhidos, associados a cada perfil de segurança ao gás natural, na Tabela 4.9.

Tabela 4.9. Perfis de segurança ao gás natural. Adaptado de IEA (2011).

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	Exportador de gás natural ou importador de $\leq 10\%$ do consumo de gás natural; ou Importador de 10-40% do consumo total de gás natural e com infra-estruturas de importação de ≥ 5 gasodutos, ≥ 3 terminais de GNL e com grande diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,3$).
B	Importa $\geq 70\%$ do consumo total de gás natural e com: - infra-estruturas de importação de ≥ 5 gasodutos e/ou ≥ 3 terminais de GNL, com grande diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,3$), uma capacidade de emissão à rede $\geq 50\%$ da procura de ponta diária.
C	Importa $\geq 70\%$ do consumo total de gás natural e com: - infra-estruturas de importação de ≥ 5 gasodutos e/ou ≥ 3 terminais de GNL, com grande diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,3$), uma capacidade de emissão à rede $< 50\%$ da procura de ponta diária; ou - infra-estruturas de importação de 3-4 gasodutos e/ou 1-2 terminais de GNL, com média a alta diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,6$), uma capacidade de emissão à rede $\geq 50\%$ da procura de ponta diária; ou - infra-estruturas de importação de ≤ 4 gasodutos ou ≤ 2 terminais de GNL, com baixa a média diversidade de fornecedores (i.e. $HHI > 0,3$), uma capacidade de emissão à rede $\geq 100\%$ da procura de ponta diária.

D	Importa ≥70% do consumo total de gás natural e com infra-estruturas de importação de 3-5 gasodutos e/ou 1-2 terminais de GNL e: <ul style="list-style-type: none"> - média a alta diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,6$), uma capacidade de emissão à rede < 50% da procura de ponta diária; ou - baixa a média diversidade de fornecedores (i.e. $HHI > 0,3$), uma capacidade de emissão à rede ≥ 50% da procura de ponta diária.
E	Importa ≥70% do consumo total de gás natural e com: <ul style="list-style-type: none"> - infra-estruturas de importação de 3-4 gasodutos e/ou 1-2 terminais de GNL, com baixa diversidade de fornecedores (i.e. $HHI > 0,6$), uma capacidade de emissão à rede < 50% da procura de ponta diária.

d) CARVÃO

Quanto à vulnerabilidade do sistema energético português ao carvão, vai se considerar o recurso total, sem distinção dos diferentes tipos de carvão. Geralmente e com poucas exceções, os diferentes tipos de carvão são substituíveis ou podem ser misturados, além da maioria das caldeiras poderem transformar todos os tipos ou misturas de carvão.

Assim, vão-se apenas considerar três indicadores para avaliar o perfil de segurança de abastecimento do carvão. Uma vez que Portugal não possui carvão e como já foi referido, as caldeiras possuem grande flexibilidade na transformação do carvão, não se consideram factores internos que vulnerabilizem a segurança de abastecimento do carvão. Na Figura 4.8, encontram-se os indicadores de risco e resiliência do sistema energético ao carvão.

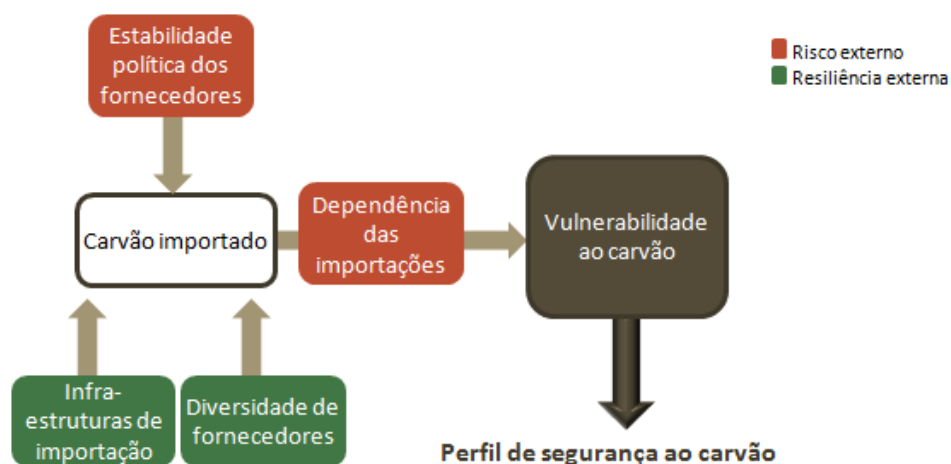


Figura 4.8. Diagrama esquemático para a avaliação da vulnerabilidade do sistema energético português ao carvão. Adaptado de IEA (2011).

Por uma questão de coerência com o realizado nos casos anteriores, apesar de não constar na metodologia da IEA, também no carvão se vai considerar a estabilidade dos países exportadores do recurso. Os intervalos de valores para traçar o perfil de segurança de abastecimento encontram-se na Tabela 4.10 em baixo apresentada.

Tabela 4.10. Indicadores para avaliar a vulnerabilidade ao abastecimento do carvão e respectivas categorias. Adaptado de IEA (2011).

Dimensão	Indicador		Baixo	Médio	Alto
Risco Externo	Dependência das importações		0%	30-70%	>70%
	Estabilidade dos fornecedores		<1	1.0-4.0	≥4.0
Resiliência Externa	Diversidade de fornecedores		>0.6	0.3-0.6	≤0.3
	Infra-estruturas de importação	Portos	1-2	3-4	>5
		Linhas férreas	2-3	Nota 1	

Nota 1: Nenhum país tem mais de 3 pontos de entrada por caminho-de-ferro e menos de 3 portos de mar ou rio.

Para traçar o perfil de segurança do carvão, considera-se numa primeira análise a dependência das importações do carvão, e uma vez que Portugal não possui este recurso, a avaliação é feita de acordo com a diversidade no abastecimento e o número de portos e de linhas férreas responsáveis pelo transporte do carvão importado. Por motivos de confidencialidade, a DGEG não pode dar informações a respeito das importações do carvão, pelo que apenas se considerarão os indicadores de dependência das importações e a diversidade de fontes de abastecimento. Desta forma, os valores dos indicadores referidos associados a cada perfil de segurança quanto ao carvão encontram-se sintetizados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11. Perfis de segurança ao carvão. Adaptado de IEA (2011).

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	Exportador de carvão ou Importador de 30-60% de carvão e com <i>share</i> de extracção de carvão subterrâneo de ≤ 40%.
B	Importador de 30-60% de carvão e com <i>share</i> de extracção de carvão subterrâneo de >40%.
C	Importa ≥70% do consumo total de gás natural, com uma média a alta diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,6$) e com infra-estruturas de importação de ≥ 5 portos (rio ou mar).
D	Importa ≥70% do consumo total de gás natural, com uma média a alta diversidade de fornecedores (i.e. $HHI \leq 0,6$) e com infra-estruturas de importação de 3 ou 4 portos (rio ou mar).
E	Importa ≥70% do consumo total de gás natural, com uma baixa diversidade de fornecedores (i.e. $HHI > 0,6$) e com infra-estruturas de importação ≤ 2 portos (rio ou mar).

e) BIOCOMBUSTÍVEIS

Portugal apenas importa e produz biodiesel, dada a procura do gasóleo face à gasolina, pelo que o estudo relativo aos biocombustíveis irá incidir apenas no biodiesel. Quanto aos indicadores de risco, tal como considerados noutros recursos energéticos, tem-se a dependência nas importações, e as infra-estruturas existentes para a importação deste recurso. O número de pontos de entrada é baseado nos dados utilizados para os derivados, uma vez que não há dados disponíveis para pontos de entrada específicos dos biocombustíveis.

Os riscos internos são calculados com recurso à volatilidade da produção agrícola baseado no mesmo indicador criado pela OCDE. Por falta de acesso a estes dados, irá ser considerado o índice de produção disponibilizado pelo INE. Uma vez que os biocombustíveis são produzidos principalmente a partir de produção agrícola e cada vez mais a partir de resíduos agrícolas, disrupções na produção agrícola podem causar disrupções na produção de biocombustíveis. Os indicadores utilizados para a avaliação da segurança de abastecimento dos biocombustíveis (biodiesel), bem com a gama de valores previstos para cada categoria, encontram-se compilados Tabela 4.12.

Tabela 4.12. Indicadores para avaliar a vulnerabilidade dos biocombustíveis e respectivas categorias. Adaptado de IEA (2011).

Dimensão	Indicador	Baixo	Médio	Alto
Risco Externo	Dependência de importações	<20%	40-70%	>80%
Resiliência externa	Infra-estruturas de importação (nº de portos)	Mar	0	2-4
		Rio	1-2	≥5
Risco doméstico	Volatilidade da produção agrícola	0-5%	5-10%	>10%

Nota 1: Nenhum país tem mais de duas entradas via rio sem pelo menos cinco portos marítimos

Para traçar o perfil de segurança relativo ao biodiesel, avalia-se a segurança de abastecimento do biodiesel adquirido do exterior, com base na dependência e da natureza dos pontos de entrada e na determinação da segurança dos biocombustíveis produzidos internamente. Os valores dos indicadores referidos associados a cada perfil de segurança quanto aos biocombustíveis encontram-se sintetizados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13. Perfis de segurança aos biocombustíveis. Fonte: IEA (2011)

Perfil de segurança	Valores para o agrupamento do conjunto de indicadores
A	Dependência das importações baixa ou média (<70%), com infra-estruturas de importação de ≥ 5 portos (mar) e baixa volatilidade de produção agrícola (i.e. ≤5%).
B	Grande dependência das importações (>80%) e com infra-estruturas de importação de ≥ 2 portos (mar); ou Dependência das importações média (40-70%), com infra-estruturas de importação de 1 ou 2 portos (rio) e baixa volatilidade de produção agrícola (i.e. ≤5%).
C	Grande dependência das importações (>80%) e com infra-estruturas de importação de 1 ou 2 portos (rio).

4.3. INDICADORES AMBIENTAIS

As actividades do sector energético têm impactos na sociedade, bem como no ambiente em geral, que por sua vez, afectam directa ou indirectamente a oferta e a procura energética e, consequentemente, a segurança energética. Apesar do sector energético ter inúmeros impactos no ambiente, neste estudo apenas serão considerados as emissões decorrentes da utilização de energia, uma vez que a política climática tem vindo a assumir um papel cada mais importante na política

energética actual. Desta forma, vão se considerar 3 indicadores: o non-carbon fuel portfolio, as emissões globais do sector energético e as emissões *per capita*.

NON-CARBON FUEL PORTFOLIO

Hoje existe a preocupação com a aceitação das fontes utilizadas para satisfazer as necessidades energéticas, em particular em termos de geração de emissões. Desta forma, a troca potencial, no consumo de recursos convencionais, para forma energéticas limpas tem ganho a atenção do público. A falta de acesso a energia ou a disrupção de uma fonte de energia pode causar a indisponibilidade energética, pelo que para compensar essa perda de energia terá que se substituir por outras fontes, muitas vezes por fontes “menos limpas”.

O indicador Non-Carbon Fuel Portfolio (NCFP) tenta quantificar o progresso de uma economia na diversificação de fontes através do aumento de *share* das renováveis e nuclear na satisfação das necessidades energéticas. Este indicador foi criado pela APERC (2007), e calcula-se de acordo com a expressão 6:

$$\text{NCFP} = \frac{\text{Hidro CEP} + \text{Nuclear CEP} + \text{Renov. CEP}}{\text{CEP}} \quad (6)$$

Onde, Hidro CEP, Nuclear CEP e Renov. CEP correspondem, respectivamente ao consumo de energia primária de hídrica, nuclear e renováveis; e CEP, o consumo total de energia primária.¹⁰

Deve notar-se que preocupações de aceitação existem não só quanto às fósseis devido às emissões, mas também quanto à nuclear, devido a questões de segurança. Para Portugal, apenas se utilizará o indicador para a componente hídrica e renováveis, uma vez que não dispõe de energia nuclear.

EMISSIONES

O estudo das emissões é muitas vezes descurado em matéria de segurança de abastecimento, apesar de fazer parte da maioria das definições. Esta componente é importante numa perspectiva de alterações climáticas e, de acordo com a política energética europeia, há imposições que devem ser feitas na utilização de energia para limitar as emissões. Desta forma, vai-se avaliar a evolução de emissões no período histórico, em particular as resultantes do sector energético, bem como as emissões *per capita*.

4.4. INDICADORES ECONÓMICOS

As medidas económicas são tão importantes como medidas físicas, no que diz respeito à segurança energética. A escassez de recursos e disrupções de abastecimento são rapidamente manifestadas em aumentos de preços. O valor das importações dos recursos energéticos e a percentagem dessas importações nas despesas totais de bens e serviços importados pode ser considerado como um

¹⁰ Do inglês PED (Primary Energy Demand) que equivale ao TPES (Total Primary Energy Supply). De acordo com a IEA, o PED é o consumo de energia primária excluindo o transporte internacional (marítimo e aviação).

indicador económico de dependência energética (Kendell, 1998). A intensidade petrolífera, de gás e de carvão (consumo de petróleo, gás ou carvão por unidade de PIB), é uma medida da vulnerabilidade de uma economia em relação a disrupções de um dado recurso energético.

Num mercado a funcionar correctamente, o preço funciona como mecanismo de equilíbrio entre a procura e a oferta. Assim, o preço para além de dar indicação da relação entre a oferta e a procura, também é encarado como uma medida de impactos económicos. Os preços também reflectem a escassez e, por conseguinte a exaustão dos recursos energéticos. No que concerne aos preços das matérias energéticas (*commodities*), o preço do petróleo assume um papel essencial. Uma vez que o petróleo é a energia dominante na maior parte do mundo, o preço do petróleo é considerado um indicador de vulnerabilidade importante. No entanto, a dificuldade da utilização deste elemento enquanto indicador de vulnerabilidade, reside no facto dos preços serem influenciados por outros factores que não a relação procura/oferta, como a especulação, a comunicação estratégica e a escassez a curto prazo. Dada a facilidade em armazenar, transportar e utilizar o petróleo, este recurso tem sido há décadas a energia de substituição, servindo muitas vezes para equilibrar relação procura/oferta de outros bens energéticos. Por esta razão, o petróleo serve muitas vezes como preço de referência para outras matérias energéticas.

Um mercado concorrencial é, portanto, uma componente essencial da segurança. Nesta abordagem, o principal obstáculo à segurança de abastecimento do petróleo e do gás natural é a crescente volatilidade dos preços e a sua imprevisibilidade. Após os choques de petróleo da década de 70, o mundo foi confrontado com uma crise de petróleo e um aumento dos preços de petróleo, que tiveram impactos negativos nas economias em geral, como aumentos das taxas de inflação, diminuições das taxas de produção e escassez de bens e serviços.

Pela própria definição de segurança de abastecimento, surge a ideia de acessibilidade (*affordability*), que é dependente dos preços energéticos, traduzindo-se como a disponibilidade de uma economia para pagar pela energia e serviços energéticos necessários. Tal como já foi referido anteriormente, com um aumento de preços é natural que os consumidores tendam a reduzir o consumo ou pelo menos a ser mais eficientes. Um bom exemplo disso é a ampla difusão dos veículos equipados com sistemas de controlo e gestão de combustível na década de 90. Esta procura de carros mais eficientes foi uma reacção dos consumidores aos altos preços dos combustíveis. Outro exemplo disso, é o aumento dos carros a *diesel* na última década, devido a diferença de preços entre a gasolina e o gasóleo (Avis and Birch, 2009). Se a redução da procura energética for acompanhada por fortes níveis de crescimento económico, indica que a economia encontra-se mais segura dos efeitos das flutuações dos preços de energia. Em particular, uma melhoria nas intensidades de petróleo e gás natural indicam uma diminuição na dependência que uma economia tem sobre os combustíveis. No entanto, é importante referir que uma diminuição no consumo de energia, devido a redução da procura estimulado por preços elevados, não reflecte uma melhoria global da segurança.

PREÇOS DE ENERGIA E DESPESAS COM PRODUTOS ENERGÉTICOS

De modo a avaliar a dimensão económica da segurança energética, vai-se comparar os preços de importação dos recursos fósseis (petróleo e derivados, gás natural e carvão) com os valores de *brent* no mercado internacional, uma vez que este é o mercado de referência para Portugal. Também se

vão analisar os preços de venda ao consumidor dos derivados (gasóleo e gasolina), do gás natural e electricidade (para o sector industrial e para o doméstico). Estes valores serão comparados com o rendimento disponível das famílias, para avaliar a acessibilidade.

Por outro lado, serão calculadas as despesas com a energia no PIB, para estudar a sua evolução em comparação com o aumento de preços verificados na última década, representando outro indicador possível relacionado com a acessibilidade. De acordo com Kruyt *et al.* (2009), despesas elevadas indicam dificuldades no fornecimento de energia.

INDICADORES DE MERCADO

Quanto aos parâmetros de mercado relacionados com a segurança energética calculou-se um índice desenvolvido por Gupta (2008) – o *Oil Vulnerability Index* (OVI), aplicado ao petróleo, gás natural, carvão e biocombustíveis.

Para o cálculo da vulnerabilidade em relação ao petróleo (OVI), Gupta (2008) agrega sete indicadores divididos em duas categorias: indicadores de risco de abastecimento e indicadores de risco de mercado.

a) RISCO DE ABASTECIMENTO

Quanto ao risco de abastecimento, os indicadores são: (1) reservas domésticas de petróleo em relação ao consumo total de petróleo; (2) *geopolitical oil market concentration risk* (MRC); e (3) liquidez de mercado.

RESERVAS DOMÉSTICAS DE PETRÓLEO: Gupta optou por contabilizar as reservas domésticas em relação ao consumo total de petróleo do país, em vez do geralmente usado R/P, devido ao tamanho das reservas europeias que são muito pequenas e a produção muito baixa, considerando assim, o rácio reservas/consumo. É importante notar que, uma vez que Portugal não possui bens energéticos fósseis, este indicador não será considerado.

RISCO GEOPOLÍTICO DA CONCENTRAÇÃO DE MERCADO: (*geopolitical market concentration risk* – MCR) é calculado com base em três factores: (1) dependência nas importações líquidas; (2) diversidade das importações; (3) risco político nos países exportadores. Este indicador pode ser calculado de acordo com a expressão (7) em baixo descrita.

$$MCR_f = \sum_i (p_{if})^2 \times r_i \quad (7)$$

Onde p_i é a *share* de cada abastecedor i em relação ao recurso energético f no consumo da energia; r_i é o parâmetro referente à estabilidade política do país i .

No cálculo deste indicador utiliza-se uma variação do indicador de Herfindahl-Hirschman. Desta forma, multiplicam-se as *shares* de cada país fornecedor do mercado energético português (como já

foi descrito no cálculo HHI), pelo factor respeitante ao risco político (tal como foi calculada a estabilidade política no estudo das vulnerabilidades específicas de cada fonte energética).

Blyth and Lefèvre (2004) e Gupta (2008) calcularam este indicador como uma medida de vulnerabilidade aos modelos energéticos de cada país. Para o cálculo deste indicador Blyth and Lefèvre (2004) bem como Gupta (2008), utilizam os dados de *rating* ICRG do PSR Group, variando estes entre 0 e 100 (de fraca para boa estabilidade política). Como já foi referido nesta dissertação, optou-se por utilizar os dados do World Bank (tal como foi explicitado anteriormente). Uma vez que fracas estabilidades (menores valores) influenciam o cálculo do indicador positivamente, consideram-se o inverso dos valores de estabilidade.

A título de exemplo, se um país importar 70% do petróleo consumido, em que 50% provém de um país A e os restantes 20% do país B. A tem uma estabilidade política de 59 e B uma estabilidade política de 30. O parâmetro do risco político contribui em $1/(59/100) = 1.69$ para A, e em $1/(30/100)=3.33$ para B. Então, $MCR_f = 0,50^2 \times 1,69 + 0,20^2 \times 3,33 = 0,556$. Deste modo, quanto menor a estabilidade de um país, maior o MRC, agravando consoante a proporção de energia importada de países com piores desempenhos de estabilidade política.

LIQUIDEZ DE MERCADO: Um factor que pode limitar a capacidade de um país de trocar de fornecedor é o tamanho da sua procura em relação ao tamanho do mercado. Quanto mais oferta houver, mais capacidade tem o mercado para cobrir as necessidades de consumo de um país e maior flexibilidade tem o país. Uma liquidez alta diminuirá o risco ao nível da concentração de mercado, por outro lado, se a oferta disponível no mercado não for muito maior que as necessidades do país, então a liquidez é limitada, e conseqüentemente aumenta o nível de risco acima do que foi definido pela concentração de mercado individualmente.

De acordo com a Blyth and Lefèvre (2004), o problema de liquidez é abordado pela definição de um parâmetro P (disponibilidade da oferta total) igual ao rácio da disponibilidade e oferta em mercado em relação às necessidades de consumo do país. P é expresso como uma percentagem de consumo e é maior que 100% (valores inferiores a 100% significariam que não existe oferta suficiente para satisfazer a procura do país). O nível do risco da concentração de mercado muda numa relação inversa à flexibilidade na troca de fornecedores, ou seja, quanto maior flexibilidade (maior liquidez de mercado), menor o risco.

Gupta (2008) mede a liquidez de mercado como a razão entre as importações mundiais e as importações líquidas do país, ao contrário de Blyth and Lefèvre (2004) que medem a liquidez como a razão entre a oferta mundial de petróleo com a procura de petróleo do país consumidor. Deste modo, a quantidade consumida pelo país exportador internamente, não está disponível no mercado.

b) RISCO DE MERCADO

Quanto aos indicadores que representam os riscos de mercado são: (1) PIB *per capita*; (2) intensidade do recurso energético; (3) valor das importações no PIB; e (4) *share* do recurso no consumo energético primário total.

O PIB *per capita* é obtido pelo rácio do PIB a preços constantes em €2000 pela população. A intensidade de petróleo é calculada pelo rácio do petróleo consumido por uma economia pelo PIB a preços constantes (€2000). O valor das importações no PIB (em %) é obtido pelo rácio do valor das importações líquidas de petróleo pelo PIB. Por fim, a *share* de petróleo no consumo de energia primária (em %) é calculado através do rácio do consumo total de petróleo pelo consumo de energia primária.

É importante referir que o valor de importações de petróleo corresponde a soma dos gastos decorrentes da importação de crude com os gastos de importação de derivados de petróleo. Considerar-se-ão os valores médios de importação, para cada recurso energético, presentes nas facturas energéticas disponibilizadas no site da DGEG. No entanto, não se verificam consistências nos dados disponibilizados nas facturas. Não existem valores de importação médios de alguns derivados de petróleo, apenas existem valores médios de importação, em todos os anos de análise, para o crude, gasolina, gasóleo e fuelóleo. Desta forma, consoante os dados disponíveis, estabeleceu-se uma relação entre a variação do preço de crude e os preços para os restantes derivados (GPL, gasolina de aviação, coque de petróleo e jets). Desta forma, não se considera a categoria "petróleos" para os cálculos, tanto em termos de valor de importação, como em termos de consumo.

Estes sete indicadores são agregados de forma a obter um índice geral de vulnerabilidade a cada recurso energético considerado. Para tal, é preciso recorrer a uma ponderação, pois nem todos os indicadores contribuem da mesma forma para a vulnerabilidade. Esta ponderação baseia-se num método estatístico – Análise em Componentes Principais (PCA) calculada com o recurso ao *software* SPSS. Deste modo, não é necessário recorrer a peritos para obter os pesos das contribuições de cada indicador, sendo a covariância utilizada para a atribuição dos pesos. Em anexo encontra-se a metodologia utilizada para o cálculo da PCA. A explicação de como se faz a PCA encontra-se em anexo.

De forma resumida os índices de vulnerabilidade ao petróleo, gás natural e carvão deverão assumir a seguinte forma:

Petróleo:

índice de vulnerabilidade ao petroleo =

$$0,252ML + 0,176MRC + 0,214 \times \text{intensidade de pet} + 0,151\text{PIB per capita} + 0,05 \frac{\text{Valor de imp}}{\text{PIB}} + 0,04 \frac{\text{Consumo de pet.}}{\text{CEP}}$$

Gás natural:

índice de vulnerabilidade ao gás

$$= 0,08ML + 0,04MRC + 0,204\text{intensidade de gás} + 0,08\text{PIB per capita} + 0,25 \frac{\text{Valor de imp}}{\text{PIB}} + 0,23 \frac{\text{Consumo de gás.}}{\text{CEP}}$$

Carvão:

$$\begin{aligned} & \text{índice de vulnerabilidade ao carvão} \\ & = 0,17ML + 0,2MRC + 0,16\text{intensidade de carvão} + 0,18\text{PIB per capita} \\ & + 0,15 \frac{\text{Valor de imp}}{\text{PIB}} + 0,09 \frac{\text{Consumo de carvão}}{\text{CEP}} \end{aligned}$$

Por falta de dados relativos aos biocombustíveis, apenas se calcularam os indicadores individualmente, já que a falta de uma série histórica impede a estimativa dos pesos de cada componente no índice geral.

4.5. CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO

Com o intuito de avaliar a evolução do sistema energético Português, em particular no que se refere à produção energética endógena e importada, foram analisados 2 cenários até ao horizonte temporal 2050, gerados pelo modelo TIMES_PT (The Integrated MARKAL-EFOM System). Um dos cenários (REF) não considera qualquer limite às emissões de GEE e outro cenário (GEE_CAP) considera um limite de emissões de GEE em 70% em 2050, face ao valor de emissões verificado em 1990. Este último cenário configura a evolução do sistema energético Português para uma economia de baixo carbono, em linha com o projectado pelo *Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050* (CE, 2012). Desta forma, tem-se por objectivo avaliar se e como o limite de emissões de GEE induz um aumento ou redução da vulnerabilidade do sistema energético Português, em termos de segurança energética.

Para além de estudar os balanços resultantes do exercício de modelação, vai-se fazer uma análise sectorial do consumo dos recursos. Uma vez que factores como a estabilidade política, diversidade de fornecedores na importação por recurso energético e a evolução das infra-estruturas e das reservas de cada recurso, têm uma elevada incerteza quando projectados para 2050, não serão avaliados os riscos e capacidades de resiliência específicos a cada bem energético. O cálculo de indicadores irá incidir sobre os indicadores de procura energética, indicadores ambientais e indicadores económicos. Dado o objectivo de avaliar como a dinâmica de importações pode influenciar a segurança de abastecimento, apenas se vão considerar alguns dos indicadores referidos na secção 4, incidindo-se no estudo da estrutura dos consumos de energia primária e final.

O modelo TIMES_PT representa o sistema energético Português de 2005 a 2050, incluindo os sectores: oferta de energia primária (refinação e produção de combustíveis sintéticos, importação e recursos endógenos); geração de electricidade; indústria (cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras industriais); residencial; terciário; agricultura, silvicultura e pescas (apenas a componente de consumo de energia) e transportes. Em cada sector são modelados em detalhe os fluxos monetários, de energia e de materiais associados às diversas tecnologias de produção e consumo de energia, incluindo balanços de massa para alguns sectores industriais. O modelo TIMES_PT foi calibrado e validado para Portugal para 2005, por agentes das indústrias da

energia e indústria transformadora, e tem sido usado em vários de estudo de suporte a política pública portuguesa (Seixas *et al*, 2011).

O modelo TIMES_PT é um modelo de optimização de base tecnológica, que detém uma base de dados de tecnologias de energia, caracterizadas por parâmetros técnicos e de custo, e considera um conjunto de condições de fronteira, como preços internacionais de formas de energia primária, potenciais endógenos (Tabela 4.14) de energia e assunções de importações e exportações de energia. Tem como função-objectivo o custo mínimo do sistema energético. O modelo fornece a solução tecnológica de menor custo para a satisfação de serviços de energia (e.g. aquecimento de espaço, iluminação, mobilidade de pessoas e mercadorias), combinando tecnologias existentes e novas (e.g. bombas de calor) e recorrendo a diferentes formas de energia, respeitando o quadro fornecido de políticas e medidas e o potencial de recursos energéticos endógenos. Assim, o modelo escolherá recursos endógenos, até ao limite do potencial disponível, sempre que o seu custo seja inferior a alternativas disponíveis por importação.

Tabela 4.14. Potenciais de recursos endógenos para a produção de electricidade renovável. Fonte: Seixas *et. al* (2012).

Recurso	Unidades	Utilização	Potencial técnico máximo			Fonte
		Actual 2010	2020	2030	2050	
Hídrica	GW	4.821	9.834*			Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico. 2009.
Eólica onshore	GW	3.566	6.50	7.00	7.50	Comunicação pessoal de Ana Estanqueiro. LNEG. 16 Junho 2010.
Eólica offshore	GW	0	0.075	4.00	10.00	LNEG. Ana Estanqueiro, Junho 2010.
Ondas/Marés	GW	0.004	5.00		7.70	Wave Energy Center. Alex Raventos. Abril 2010
Fotovoltaica descentralizada	GW	0.019	9.30			DGEG (MEID) - Montra Tecnológica Solar (Lisboa, 16 Março de 2010); REN (comunicação pessoal)
Fotovoltaica centralizada	GW	0.077				
Resíduos Sólidos Urbanos	PJ	0.088 GW	9.83	9.99	10.43	Extrapolação com base em indicador de RSU incinerado <i>per capita</i> e cenários de RSU elaborados no âmbito do PORTUGAL CLIMA2020.
Biogás	PJ	0.02 GW	17.46	6.9	5.89	Extrapolação PNAC 2006 e GPPAA- MADRP. 2005.
Geotérmica convencional	GW	0.023	0.045	0.077	0.23	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Geotérmica (Hot Dry Rock)	GW	0	0.038	0.102	0.750	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Biomassa Florestal	PJ	0.46 (GW)	17.67	30.87		Grupo de trabalho-Direcção Nacional das Fileiras Florestais, Junho, 2010. Comunicação pessoal de Armando Góis. CELPA.
Biomassa (resíduos agrícolas + indústria transf. da madeira)			5.93		INR, 2006.PERAGRI - Plano Estratégico dos Resíduos Agrícolas. Relatório Técnico, Vol 1 - Sumário Executivo. Abril de 2006. Universidade do Minho GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.	
Bioetanol			19.50		GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.	
Biodiesel	PJ	-	9.99			GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.

*Incluindo barragens com características de reversibilidade

5. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO ENERGÉTICO EM PORTUGAL: RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo expõem-se os resultados obtidos dos indicadores descritos na secção anterior. Primeiro apresentam-se os resultados dos indicadores escolhidos para o período de análise 2000-2010 (secção 5.1) para a procura energética, vulnerabilidade do sistema energético português, ambientais e económicos. De seguida, são apresentados os indicadores decorrentes da cenarização, com e sem limite de emissões, do modelo energético português para o ano horizonte 2050 (secção 5.2), para a procura energética, dimensão ambiental e dimensão económica.

5.1. PERÍODO 2000-2010

5.1.1. INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA

Portugal, em 2010 tinha cerca de 10,6 milhões de habitantes e um PIB de cerca de 173 mil M€. Nas figuras em baixo apresentadas, podem-se verificar dois factores socioeconómicos que influenciam a procura de energia: a evolução da população, apresentada na Figura 5.1.A e a evolução do PIB a preços constantes (€_{2000}) na Figura 5.1.B. Verifica-se que a população está a entrar em declínio e que o PIB caiu entre 2008 e 2009 cerca de 3% devido à crise económica e financeira global que teve início em 2008.

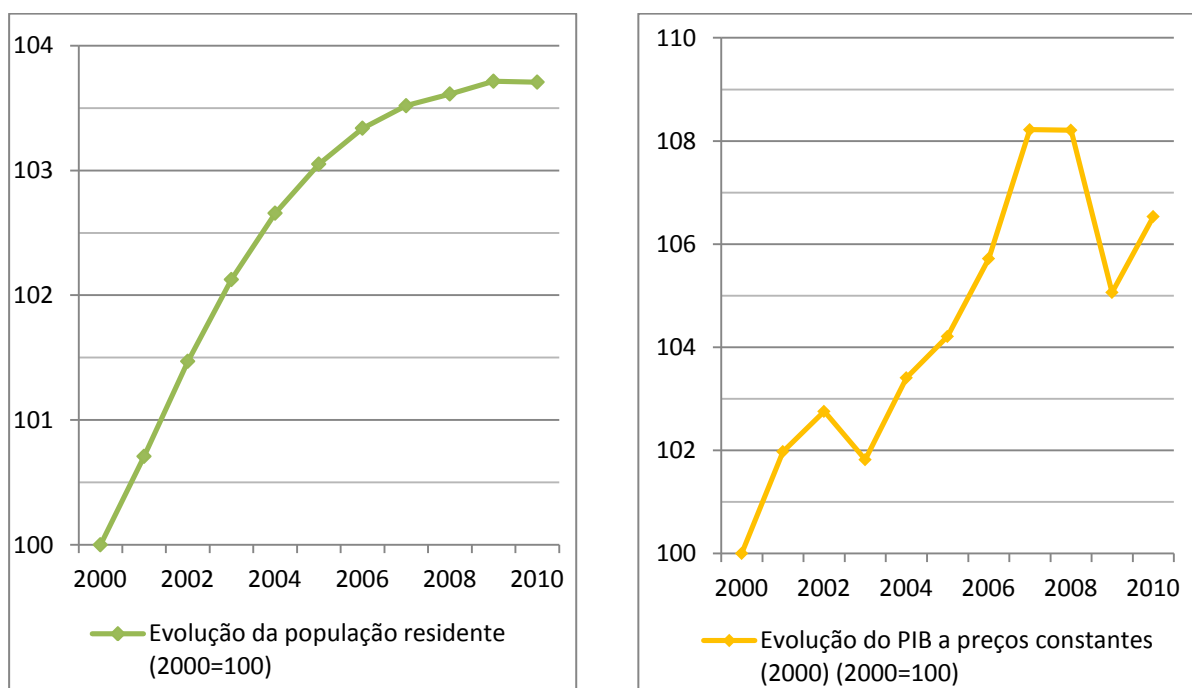


Figura 5.1. A - Evolução da população no período histórico; **B** – Evolução do PIB a preços constantes (2000), no período histórico. Dados: Pordata e INE.

Por outro lado, é notório, ao analisar a Figura 5.2, que o consumo de energia *per capita* tem vindo a decrescer, o PIB *per capita* tem vindo a aumentar, apesar de residualmente, tendo sofrido uma

redução entre 2008 e 2009. Estes valores indicam uma certa dissociação do crescimento económico e o consumo de energia.

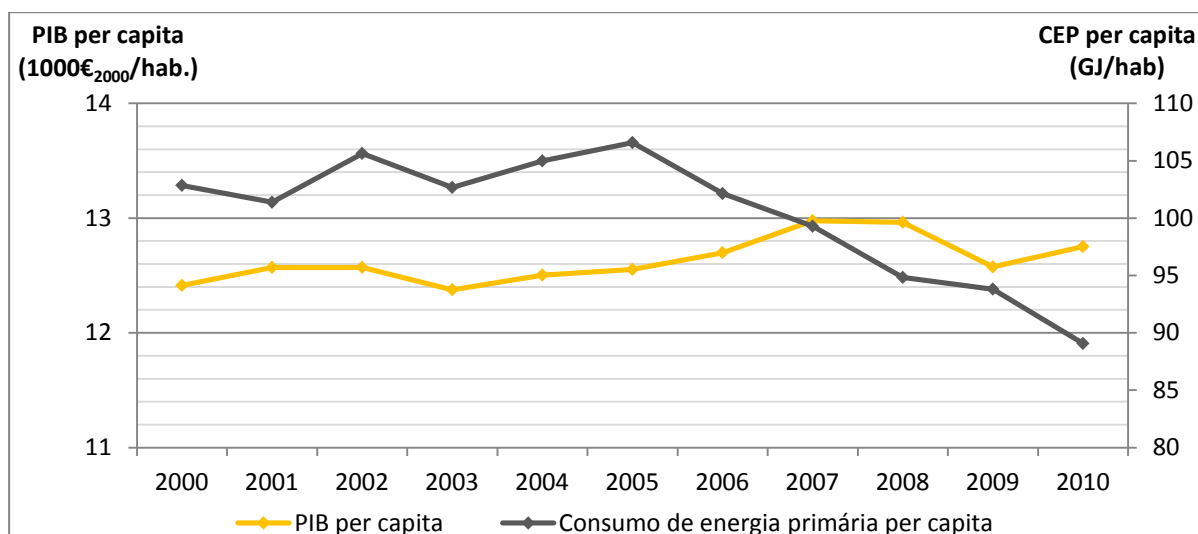


Figura 5.2. PIB *per capita* (1000€₂₀₀₀/hab) e consumo de energia primária *per capita* (GJ/hab). Dados: INE e DGEG.

Em concordância com os resultados obtidos na relação do PIB *per capita* e o consumo de energia primária *per capita*, também a intensidade energética se encontra a decrescer como se pode observar na Figura 5.3.A. É importante notar que pode não reflectir uma melhoria global da segurança. Tal como já foi referido, Portugal está em recessão, o governo está a impor medidas de austeridade muito rígidas. Assim, a redução da procura pode dever-se unicamente a preços elevados da energia, não reflectindo propriamente uma melhoria na segurança energética. Também é importante notar a melhoria nas intensidades das fósseis na economia, indica uma diminuição da dependência da economia sobre estes recursos, no entanto a intensidade relativa do gás natural tem vindo a aumentar nos últimos 10 anos. Em 2005, o gás natural passou a ser o segundo recurso energético mais consumido em Portugal, tendo ultrapassado o carvão. Em 2010 verifica-se uma intensidade para o gás de 1,4 GJ/1000€₂₀₀₀.

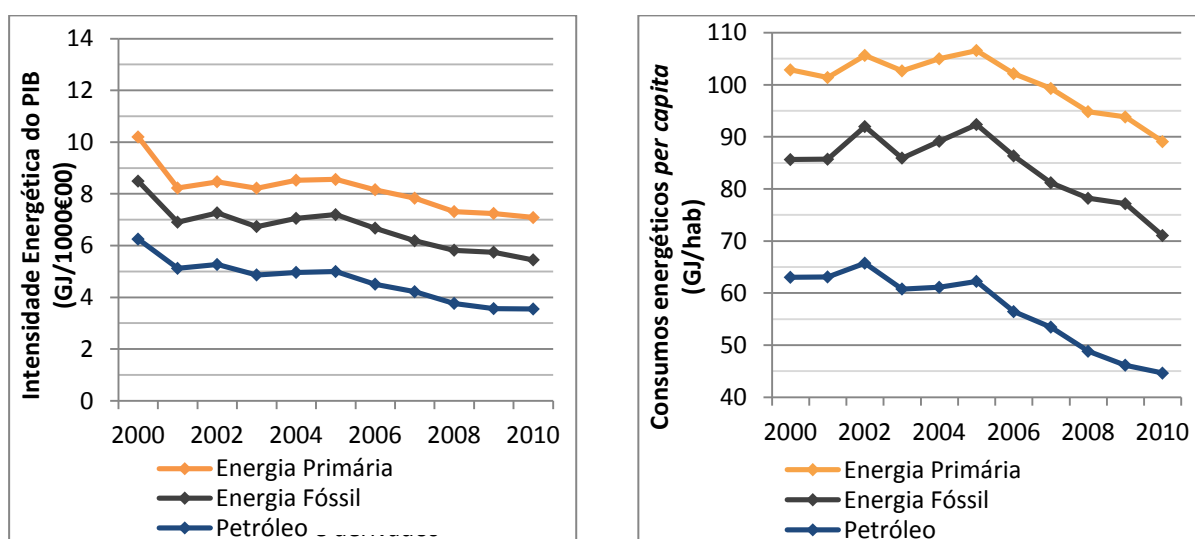


Figura 5.3. A – Variação das intensidades energéticas do PIB (energia primária, fóssil e petróleo e derivados) no período histórico; B – Variação dos consumos energéticos *per capita* (energia primária, fóssil e petróleo e derivados) no período histórico. Dados: DGEG.

Portugal, uma vez que não possui recursos fósseis endógenos, apresenta dependências energéticas muito elevadas. De facto, pela análise da Figura 5.4 a seguir apresentada pode-se verificar que a dependência se situa, no período de análise, de forma relativamente estável entre os 80 e 85%, com a excepção de três anos: 2002, 2005 e 2010. Tanto em 2002 como em 2005 a dependência energética foi de 87%. A

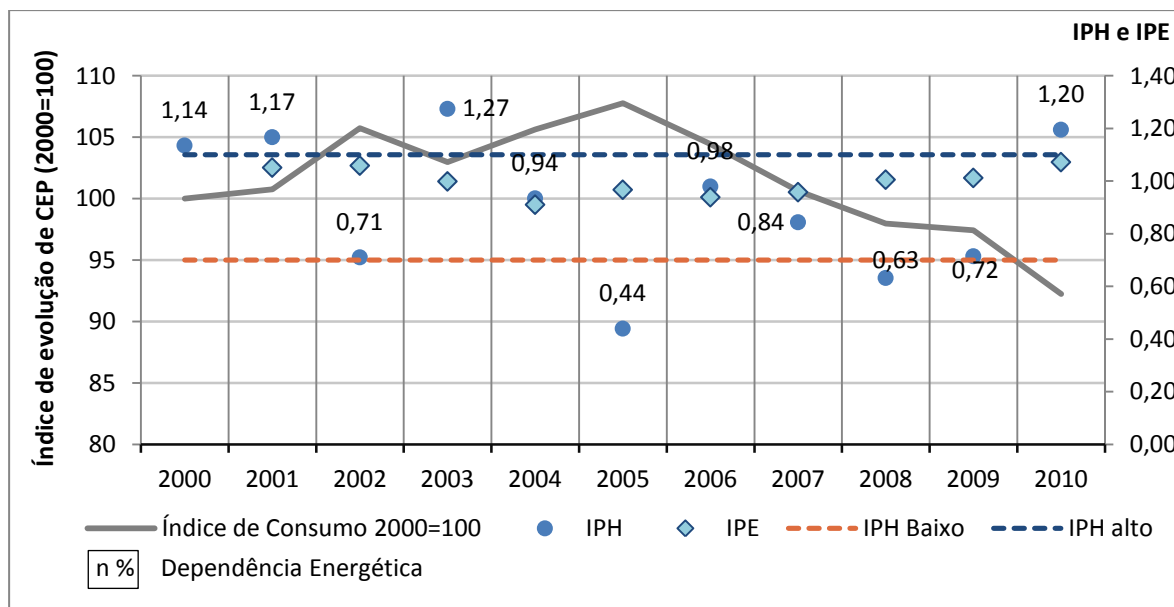


Figura 5.5 mostra que dois factores contribuíram para estes valores: o aumento de consumo de energia primária (o consumo de energia primária nestes anos foi de 106 e 107 GJ/hab, respectivamente) e baixos índices de produtividade hidroelétrica. Já no ano de 2010, consumo foi o mais baixo dos últimos 10 anos (957 PJ), apresentando também uma dependência energética mais baixa (77%). É importante reparar, nos índices de produtividade hidroelétrica (IPH) e eólica (IPE) que tiveram valores muito elevados e propícios a maior contribuição de renováveis derivadas destas fontes. 2010, foi o ano mais húmido no período de análise.

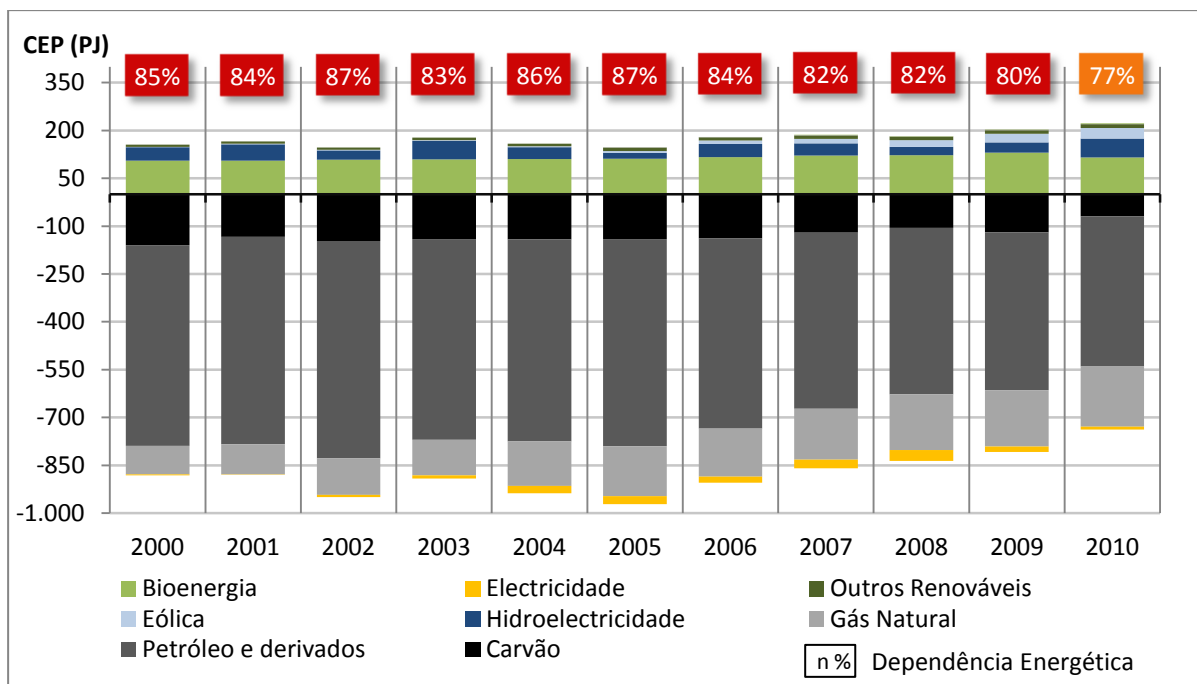


Figura 5.4. Consumo de Energia Primária (2000-2010). Dados: DGEG.

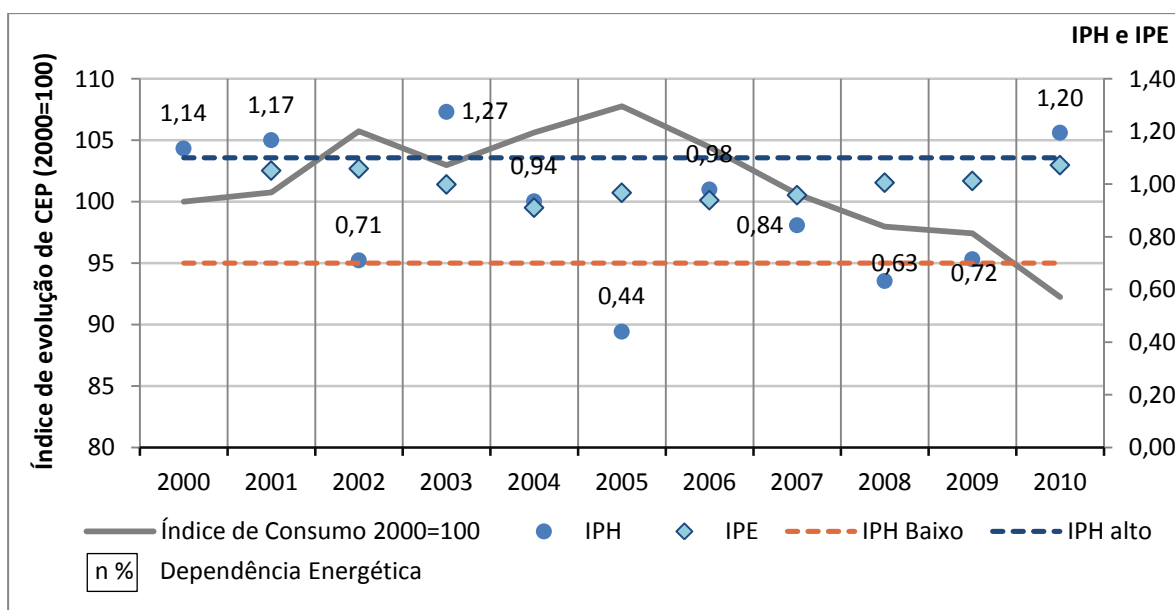


Figura 5.5. Evolução do consumo de energia primária, dependência energética, IPH e IPE. Dados: DGEG e REN.

Quanto aos consumos de energia para a produção de electricidade, verifica-se em consonância com os resultados anteriores, que nos anos de 2002 e 2005 (anos secos) houve menor produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável (FER) (Figura 5.6).

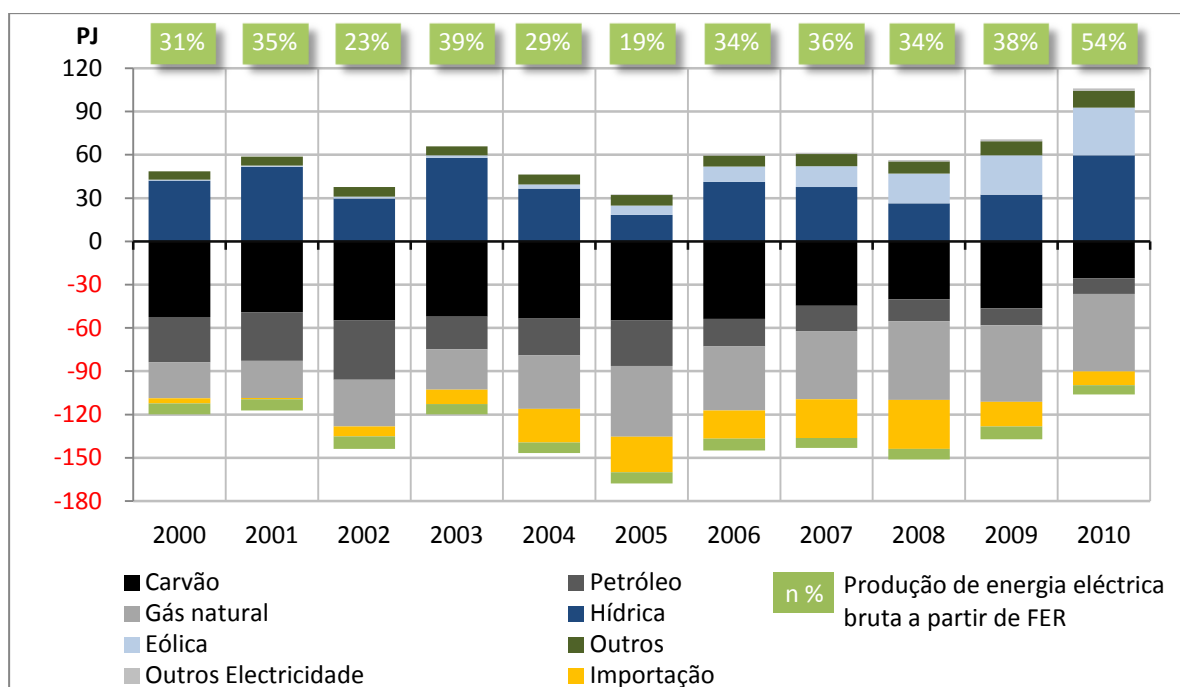


Figura 5.6. Produção de energia eléctrica bruta. Outros: biomassa geotérmica e fotovoltaica. Dados: DGEG.

É importante notar, que nestes anos houve um aumento de importações de fontes energéticas fósseis. As importações de petróleo, relativamente ao mix energético, corresponderam a cerca de 62%, e de 58 %, para os anos de 2002 e 2005 respectivamente, em que 12% e 9% foram consumidos para a geração de electricidade. Em 2010 (ano húmido) o petróleo representou 49% do mix energético, dos quais apenas 3% foram utilizados para a geração de electricidade. Já as importações de gás natural representaram 10 e 15% nos anos 2002 e 2005, respectivamente, e no consumo de energia para geração de electricidade, o gás natural representou para estes anos, 46 e 48%. Em 2010, as importações de gás natural representaram 20%, no entanto o consumo de gás na geração de electricidade teve um peso de 39%. O peso das importações de carvão no mix energético foi de 13,4% e de 12,5%, nos anos 2002 e 2005. Já em 2001, as importações de carvão representaram 11,8% do consumo total de energia primária, e em 2010 este valor atingiu 7%. As importações de carvão têm como destino principal a produção de electricidade (>95% no período de análise).

Por outro lado, o consumo de energia para a produção de electricidade tem vindo a aumentar de forma consistente ao longo desta última década, como se pode verificar na Figura 5.7, no entanto o peso das fósseis tem vindo a baixar, o que remete para um aumento de capacidade instalada, com uma evolução grande em relação à eólica (Figura 5.8). Dado que, as tecnologias de produção hídrica e eólica são maduras, há maiores aproveitamentos a partir destas fontes. Portugal tinha um objectivo intermédio para 2010, de gerar electricidade de fontes renováveis em 45%, pelo que este objectivo foi atingido (54%).

É também importante assinalar, que mais uma vez se verifica, em anos secos, dependências (geração a partir de fósseis + importações) superiores a 70%, com a excepção de 2009, no qual se verifica uma dependência de 62% devido à contribuição da eólica. Comparando o ano de 2005 e de 2009, com índices de hidraulicidade semelhantes (0,71 e 0,72 respectivamente) verifica-se que o consumo de fósseis juntamente com o saldo importador na disponibilidade de electricidade tiveram um peso de

81 e 62%, respectivamente. Estas diferenças são explicadas pela contribuição da eólica na produção de energia eléctrica, cujos valores atingiram no ano de 2002 apenas 0,8% da produção bruta de electricidade, em 2009 atingiu 15,1%.

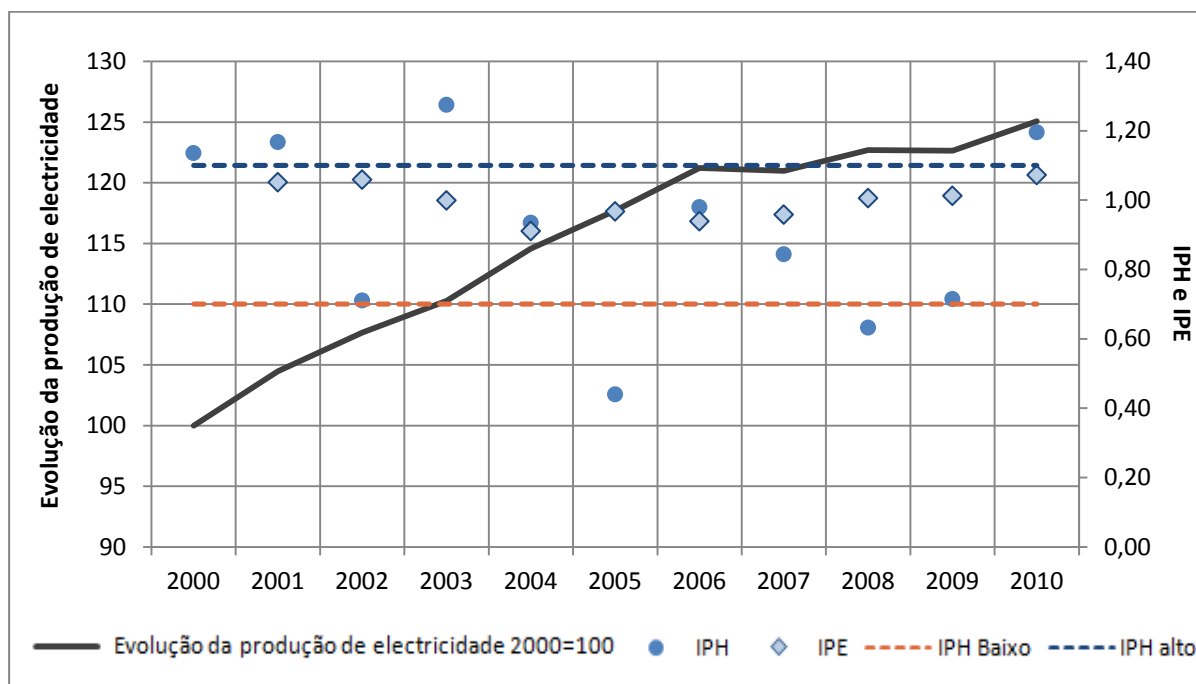


Figura 5.7. Evolução do consumo de energia para a geração de electricidade, peso das fósseis e do saldo importador na disponibilidade de energia eléctrica, IPH e IPE. Dados: DGEG e REN

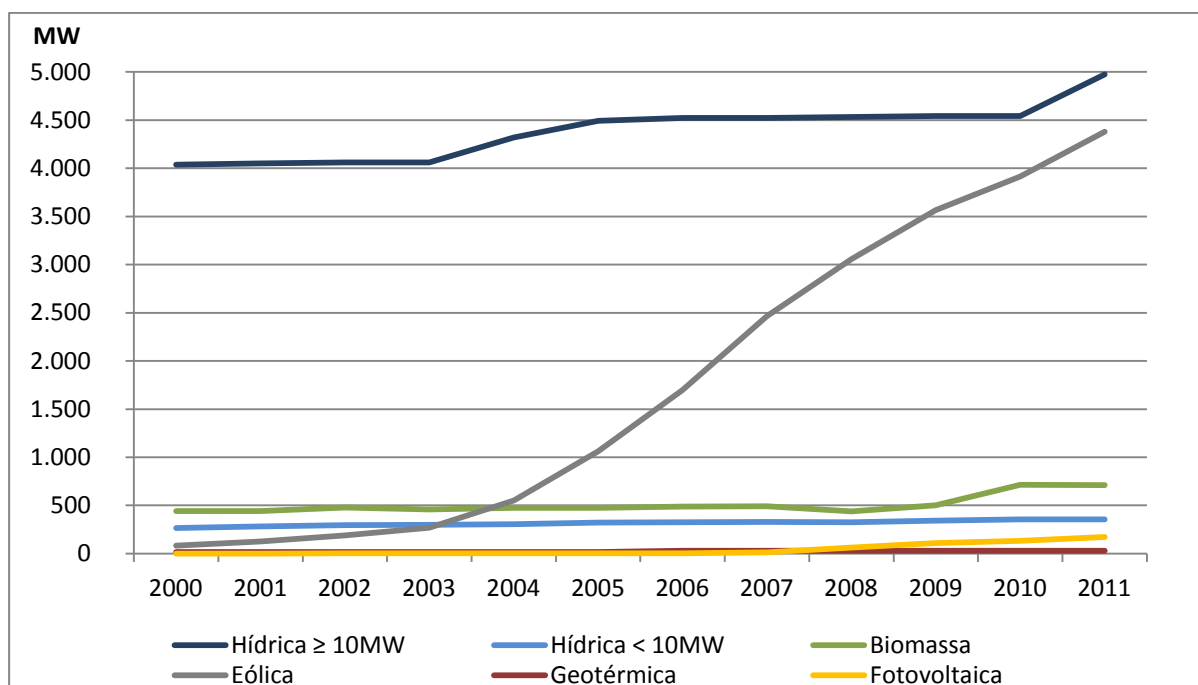


Figura 5.8. Evolução da potência instalada das centrais de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis. Dados: DGEG. Nota: a biomassa inclui resíduos vegetais/florestais, licores sulfíticos, biogás e resíduos sólidos urbanos.

Tal como já foi mencionado, nos capítulos anteriores, os países importadores devem apostar na diversidade como forma de segurança em relação a disrupções. Assim, calcularam-se dois indicadores de diversidade – o indicador de Shannon (SWI) e o Herfindahl-Hirshmann (HHI) (Figura 5.9). A diversidade, aqui, é calculada em relação às fontes energéticas, tendo-se distinguido seis fontes principais: petróleo e derivados, gás natural, carvão, hídrica, eólica e outros.

Analisando o gráfico apresentado na Figura 5.9, verifica-se que há uma melhoria geral do SWI, representando uma maior diversidade. Os valores variam de um mínimo de 1.15, em 2002, e máximo de 1.43, em 2010. Estes valores podem ser explicados pelo facto do petróleo ter um papel dominante, representando, em 2002, 62% do mix energético, os restantes 38% estão repartidos pelas outras fontes consideradas, dos quais 13% resultam do consumo de carvão e 11% do gás natural. Ao analisar os balanços energéticos, verifica-se que a categoria de petróleo tem vindo a perder representatividade, mas ainda assim, com uma contribuição de 49% em 2010. O aumento de diversidade deve-se pela maior distribuição dos consumos pelas diferentes fontes energéticas, verificando-se um aumento das contribuições de gás natural (20%), hídrica (6 %), eólica (4%) e outros (14%), e uma diminuição da contribuição do carvão no mix energético (7%).

O papel dominante do petróleo no mix energético, não representa grandes problemas de segurança, uma vez contabilizada a diversidade de abastecedores. Assim, se uma fonte falhar, a dificuldade residirá na habilidade de Portugal de trocar esse fornecedor por outro(s). O problema decorrente da importância do petróleo no mix energético reside em problemas intrínsecos ao modelo energético português, como falhas nas refinarias. Estes aspectos são estudados no ponto a seguir – Vulnerabilidades do sistema energético. Também é importante notar, as ligeiras perdas de diversidade nos períodos 2000 - 2002 e 2003 – 2005, demonstrando, como era esperado, nos anos secos, a perda de diversidade decorrente da baixa produção eléctrica por hídrica.

Quanto ao indicador HHI (1-HHI), esta premissa não se pode aplicar, já que os valores para os anos de 2001 e 2002, ano húmido e seco respectivamente, possuem o mesmo valor de diversidade: 0,57. O mesmo acontece quando comparados os anos de 2009 e 2010 (ano seco e ano húmido, respectivamente).

Estas diferenças entre os dois indicadores podem ser explicadas pela forma de cálculo inerente a cada indicador. De acordo com Le Coq and Paltseva (2009), o SWI dá mais peso a contribuições menores, enquanto HHI dá mais ênfase a grandes contribuições.

De facto, verifica-se para os anos de 2001-2002, o petróleo a contribuir em 62,2%, e a maior diferença entre estes anos reside na produção de electricidade por hídrica que passa de 5,0 a 2,7%. Já nos anos de 2009-2010, o petróleo contribui em 49% nos dois anos, sendo as maiores diferenças verificadas de um ano para o outro, o aumento de cerca de 2% no gás natural e de 3% para a hidroeléctrica.

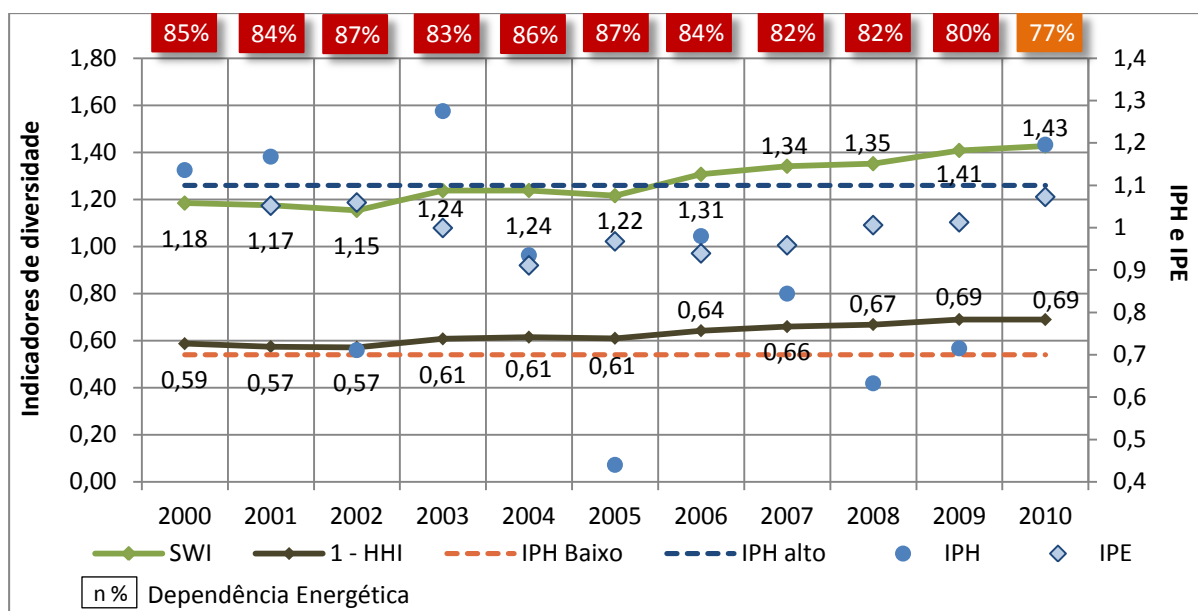


Figura 5.9. Indicadores de diversidade para o período histórico – SWI e HHI. Dados: DGEG e REN. Nota: optou-se por representar 1-HHI de modo a este indicador variar da mesma forma que SWI (no sentido crescente representa maior diversidade).

Em relação ao indicador net import energy dependency (NEID), quando comparado com o indicador de dependência energética tradicional, não acrescenta muito à análise, como se pode verificar na Figura 5.10. As diferenças entre os dois indicadores podem ser explicadas pela diversidade do mix energético português. Verifica-se que entre 2008 e 2010 a descida do indicador NEID é mais acentuada que no indicador da dependência energética, devido aos aumentos ligeiros, já comentados, de diversidade. De facto, não se observa com o cálculo deste indicador, os aumentos da diversificação do mix energético português decorrente do aumento de consumo de gás natural.

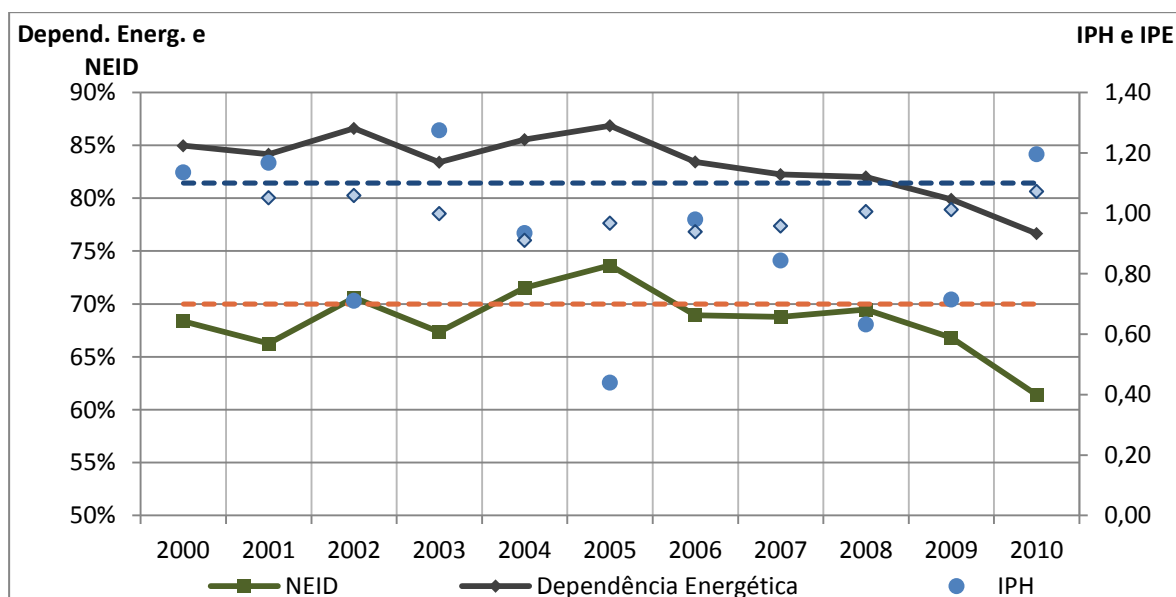


Figura 5.10. Evolução da dependência energética e do indicador NEID no período histórico. Dados: DGEG

Quanto ao consumo de energia final (CEF), verifica-se um crescimento geral até ao ano de 2005, a partir deste ano o consumo decresce, atingindo em 2010 valores próximos de 2000 (738 PJ). Como se pode observar na Figura 5.11, os sectores responsáveis pelo maior consumo de energia são o sector industrial e dos transportes, em cerca de 20 e 40% respectivamente.

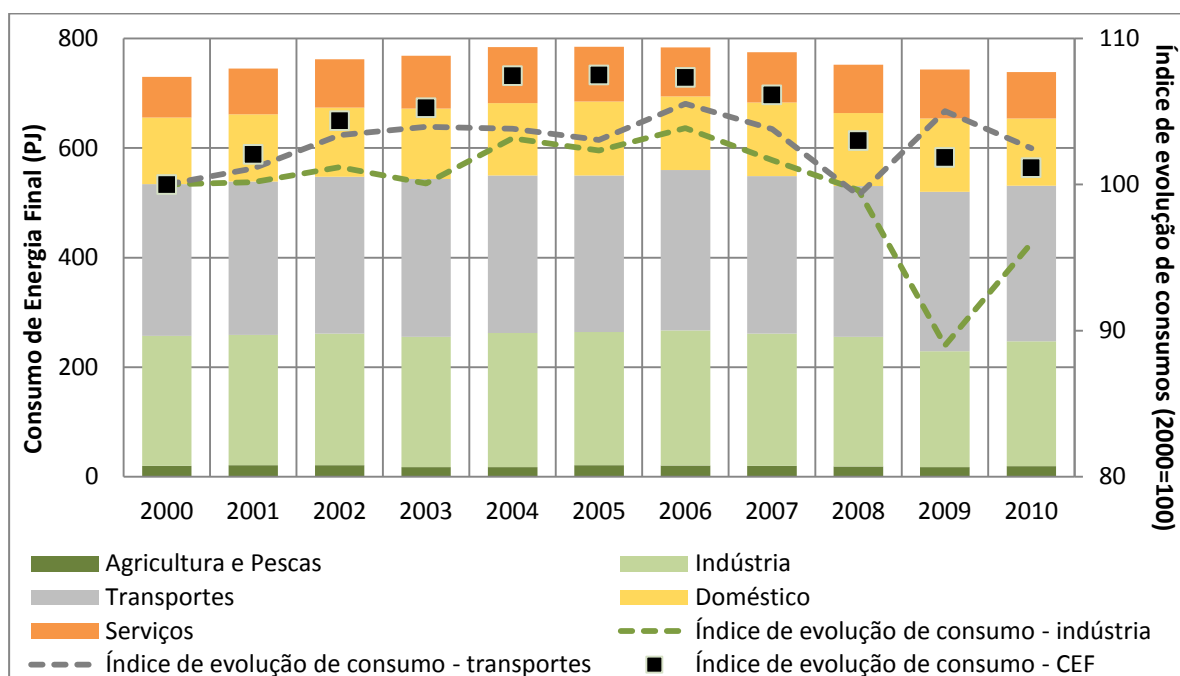


Figura 5.11. Evolução do consumo de energia final por sector no período histórico. Dados: DGEG.

Relativamente ao sector dos transportes, os consumos energéticos verificados diminuíram bastante em relação aos valores de 2009, sendo explicado pela política de austeridade aplicada em Portugal, resultando numa menor procura deste sector (Figura 5.12).

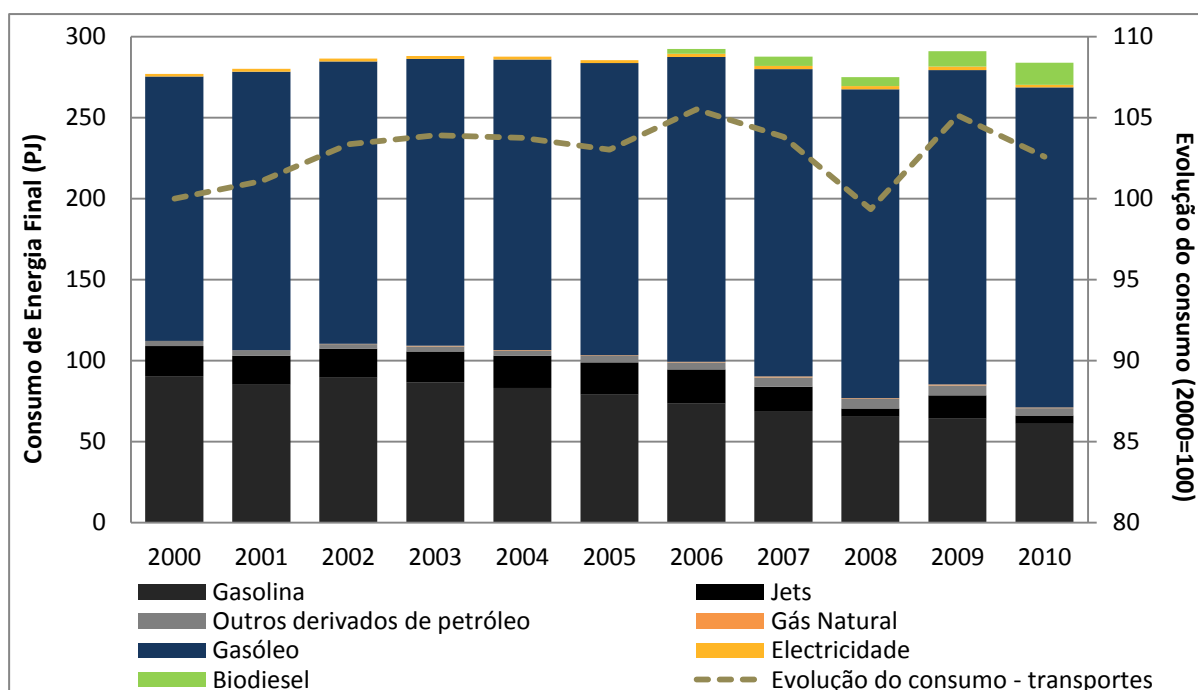


Figura 5.12. Evolução e estrutura do consumo de energia final nos transportes, no período histórico. Dados: DGEG.

Por outro lado, na Figura 5.12 também se pode observar um decréscimo do consumo de energia no sector desde 2006 até atingir o mínimo de consumo para o período estudado, em 2008. Apesar de em 2008 os preços terem atingido valores muito elevados, o gasóleo chegou a atingir 1,417€/L em Junho e a gasolina (IO95) 1,510€/L em Julho, verifica-se que a procura dos combustíveis no transporte rodoviário não sofreu alterações. A Figura 5.13 mostra que o decréscimo ocorrido entre 2006 e 2008 deveu-se a uma menor procura por parte da aviação nacional, resultando em procuras menores de jets.

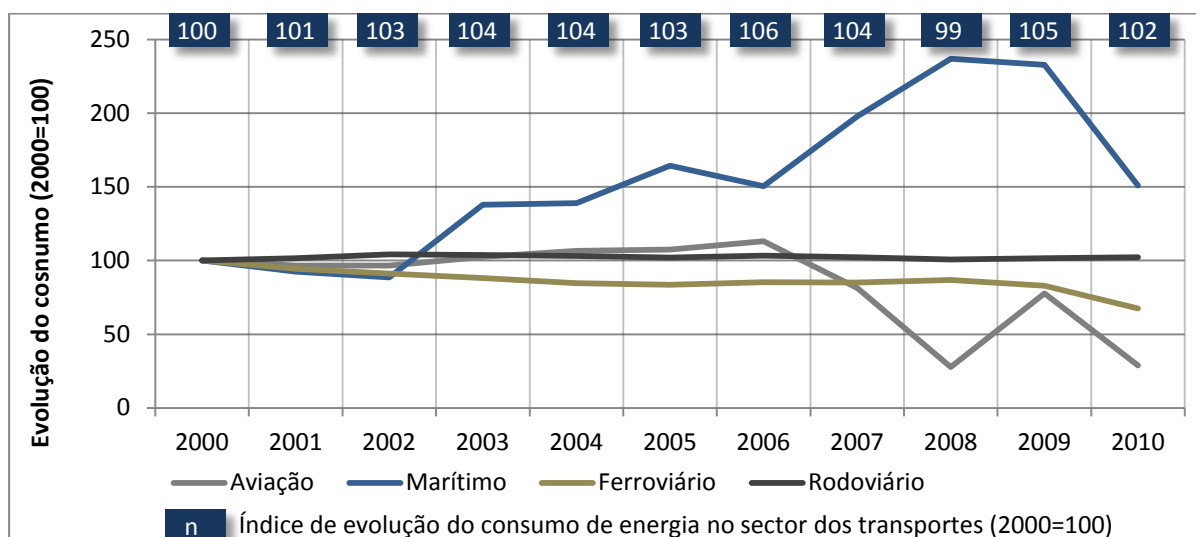


Figura 5.13. Evolução do consumo no sector dos transportes. Dados: DGEG.

No caso da aviação nacional tem havido algumas oscilações no consumo de energia final. Em 2010, a aviação nacional representa, apenas 2% do consumo de energia nos transportes, tendo sofrido uma queda acentuada desde 2006 (representava 7,2%). O consumo de produtos petrolíferos na aviação, no mesmo período, caiu 71%. O transporte ferroviário tem também apresentado diminuições na procura de energia, representando, em 2010, menos de 1% do consumo total de energia nos transportes. No caso do transporte marítimo, tem havido um aumento de consumo de produtos petrolíferos, tendo em 2010 a mesma representatividade que a aviação, apesar de ter diminuído em relação a 2009, onde representava 3%.

Quanto ao transporte rodoviário continua a ser o principal responsável no consumo de energia no sector dos transportes (91% em 2010). Verifica-se uma diminuição consistente no consumo de gasolina e ao mesmo tempo um aumento do consumo de gasóleo, o que se deve ao aumento da venda de carros a *diesel* na década de 2000, já referido. Em 2010, o consumo de gasóleo representava 70% do consumo total no sector dos transportes. O consumo geral de combustíveis no transporte rodoviário continua mais ou menos constante, no período em análise, tendo com um aumento, entre 2000 e 2001, em apenas 2%. É importante notar que os biocombustíveis entraram no mix energético português em 2006. Em 2010, o consumo de biocombustíveis teve um peso de apenas 4,8% no consumo de energia no sector dos transportes.

Quanto ao sector industrial, a Figura 5.14 mostra um crescimento de consumo de energia até 2006, o que corresponde a um aumento de 6%, face ao consumo verificado em 2000. A partir de 2006, há

um decréscimo no consumo de energia, sendo este mais acentuado a partir de 2008 (decréscimo de 11% face a 2000). Entre 2009 e 2010, o consumo de energia no sector industrial voltou a crescer, mas atingindo valores ainda assim inferiores aos níveis de 2000 (-4%).

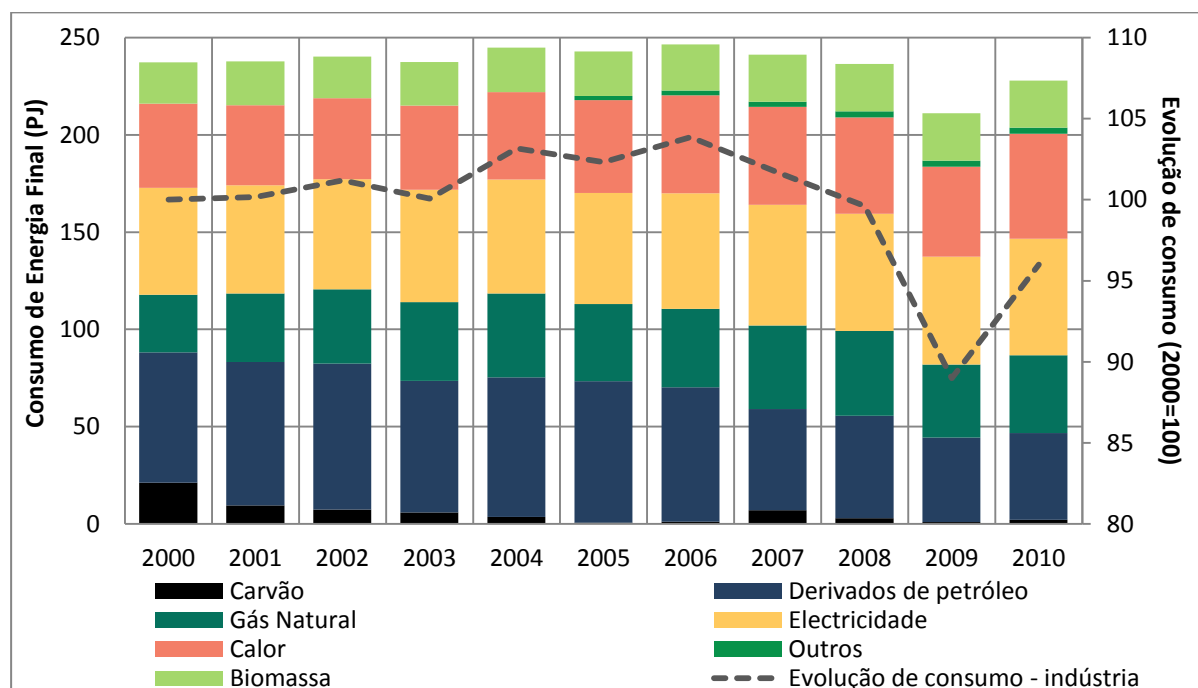


Figura 5.14. Evolução do consumo de energia final na indústria, no período histórico. Dados: DGEG.

O padrão de consumos demonstrados nesta figura pode ser explicado com a evolução da indústria portuguesa. De acordo com Augusto Mateus & Associados (2010) a indústria portuguesa teve um crescimento de produção até 2007 como se pode ver na Figura 5.15, tendência esta invertida a partir desse ano, tendo esta evolução sido acompanhada por um decréscimo da produtividade, especialmente em 2009 (houve um aumento de desemprego).

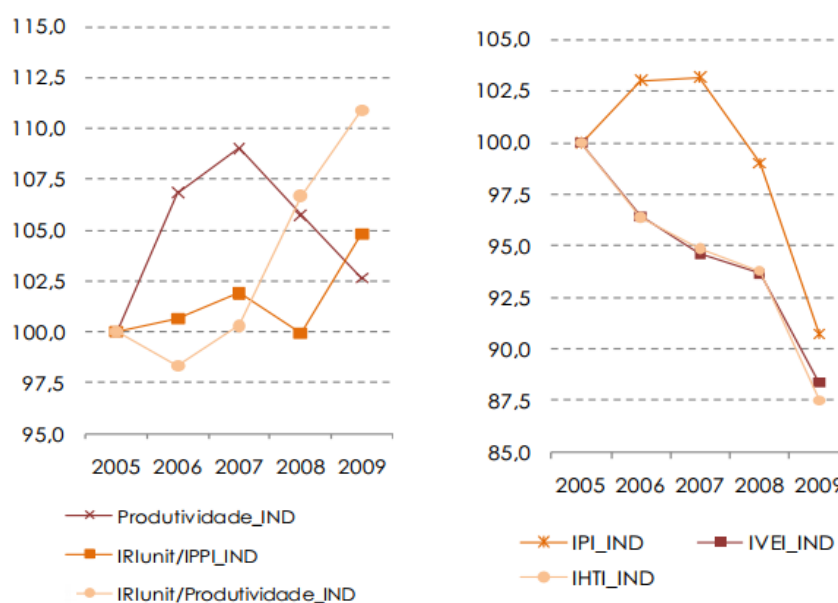


Figura 5.15. A – Desempenho geral do sector da indústria entre 2005 e 2009. B – Produtividade e emprego entre 2005 e 2009. IP - Índice de Produtividade; IRIunit/IPPI - Índice de Remunerações na Indústria/Índice de Preços na Produção

Industrial; IRLunit/Produtividade - Índice de Remunerações na Indústria/Índice de Produtividade; IPI - Índice de Produção Industrial; IVEI - Índice de Emprego na Indústria; IHTI - Índice de Horas Trabalhadas na Indústria. Fonte: Augusto Mateus & Associados (2010)

Em 2010, o aumento de consumo de energia pode ser explicado pela ligeira retoma económica, traduzindo-se num pequeno aumento de produção industrial. Em 2009, verificou-se uma diminuição do consumo de energia, por parte das indústrias transformadoras (responsáveis por 95% da procura de energia do sector industrial), na ordem dos 12% em relação aos níveis de 2000. Destaca-se a diminuição de consumo de produtos petrolíferos (-16% em relação aos níveis de 2008) e a de gás natural (-21% em relação aos níveis de 2008). É importante notar, que ao nível deste tipo de indústrias, o papel do gás natural tem vindo a ser consolidado. Apesar da diminuição da produção industrial e, consequentemente, da redução do consumo de energia no sector, em 2009 consumiu-se mais 27% de gás natural em relação aos níveis de 2000, valor que atinge 47% em 2008.

Em relação ao carvão, a Figura 5.16 mostra que este recurso é utilizado apenas na produção de electricidade e na indústria transformadora. Tal como tem acontecido no seio da UE, o consumo do carvão tem vindo a diminuir na última década, devido aos objectivos climáticos, nomeadamente o protocolo de Quioto. No entanto, pode-se observar, nos anos de 2002 e 2009 (anos secos) os picos de consumo de carvão. No ano 2005, apesar de não se verificar nenhum pico de consumo, o consumo de carvão para a produção de electricidade foi o mesmo que o verificado em 2002 (139PJ), podendo-se explicar a não existência de pico de consumo de carvão, devido ao consumo residual deste recurso na indústria.

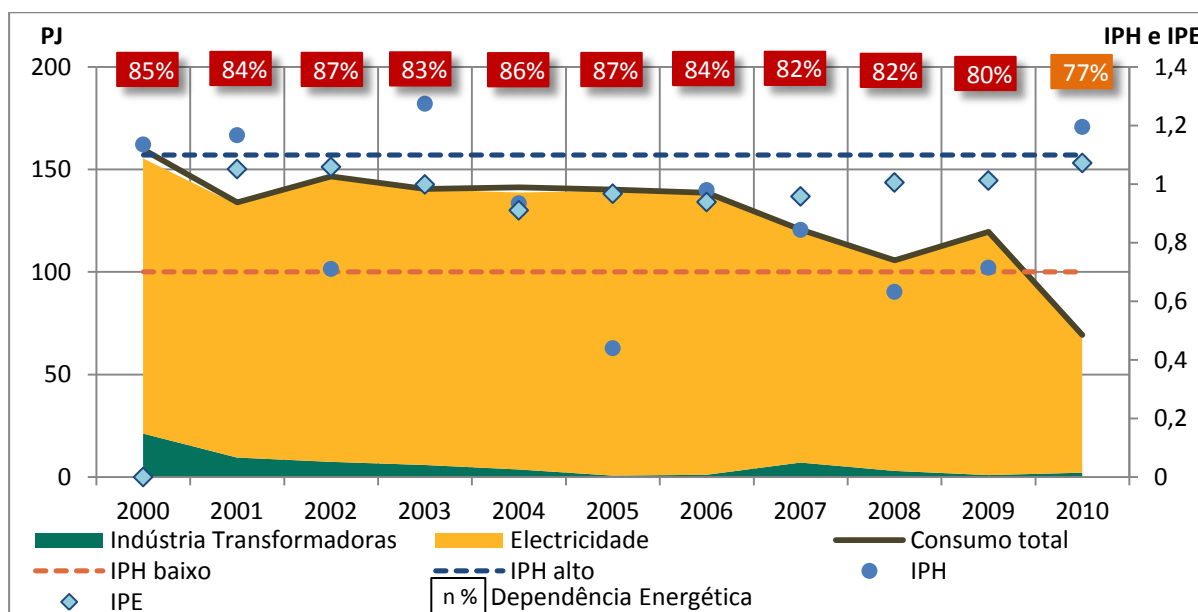


Figura 5.16. Consumo de carvão no período 2000-2010. Dados: DGEG.

Já no que concerne ao consumo de produtos petrolíferos, a Figura 5.17 mostra que grande parte destes combustíveis é consumida no sector dos transportes (73% em 2010, em relação ao consumo de energia final). Nos restantes sectores verifica-se a redução do consumo destes combustíveis, e na produção de electricidade esta redução é mais evidente. Mais uma vez nos anos secos de 2002 e

2005, há maiores consumos devido a uma maior alocação destes combustíveis para a produção de electricidade. Tendência essa que não se verifica no ano de 2008, devido às contribuições da eólica e do gás natural. A redução de consumo de produtos petrolíferos tem sido acompanhada pela crescente procura de gás natural como será demonstrado mais à frente. O único sector no qual esta tendência não se verifica é o dos transportes, visto ainda não haverem substitutos competitivos a estes combustíveis. No entanto, os biocombustíveis podem vir a desempenhar um papel muito importante na descarbonização do sector.

Quanto ao gás natural, o consumo tem crescido exponencialmente, especialmente na produção de electricidade e no sector industrial, como se pode verificar na Figura 5.18. O gás natural foi introduzido no mercado português apenas em 1997, pelo que no período de 2000-2010 tem-se verificado grande aumento de consumo deste recurso. Esta recente dependência surge da necessidade de diversificar o mix energético e contrariar a elevada dependência do petróleo. Os picos de consumo de gás natural, nos anos secos, são evidentes na produção de electricidade, tendência esta que se espera que venha a crescer.

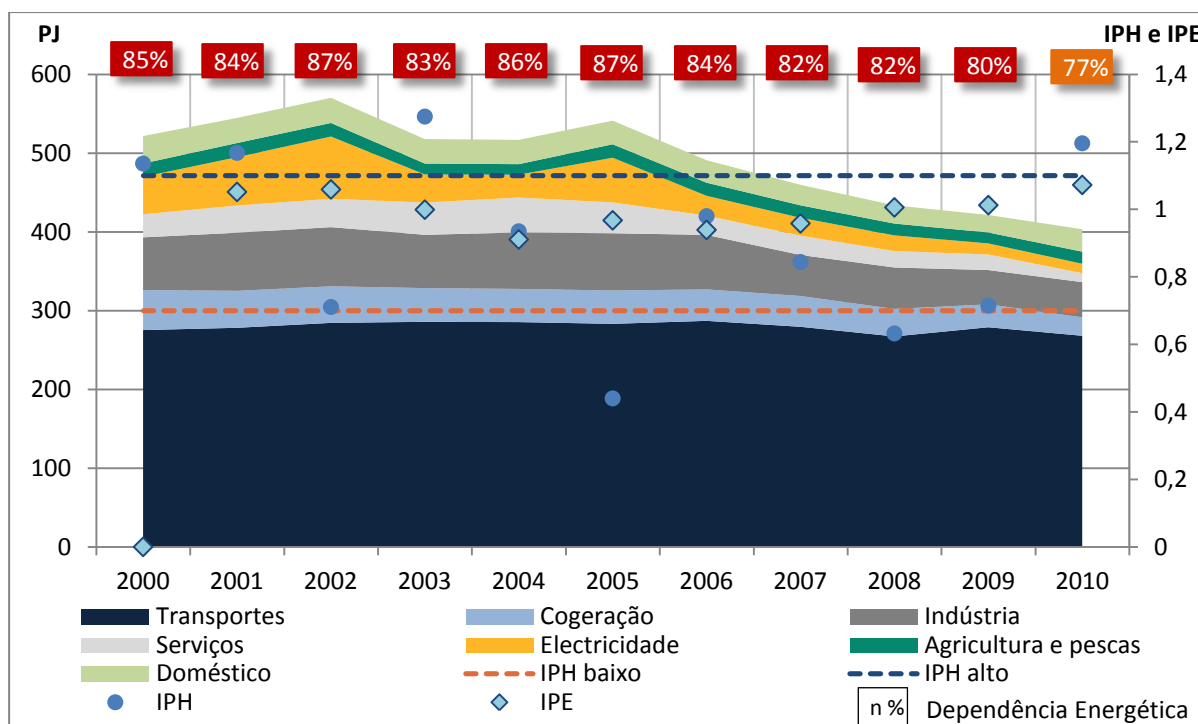


Figura 5.17. Consumo de produtos petrolíferos no período 2000-2010. Dados: DGEG.

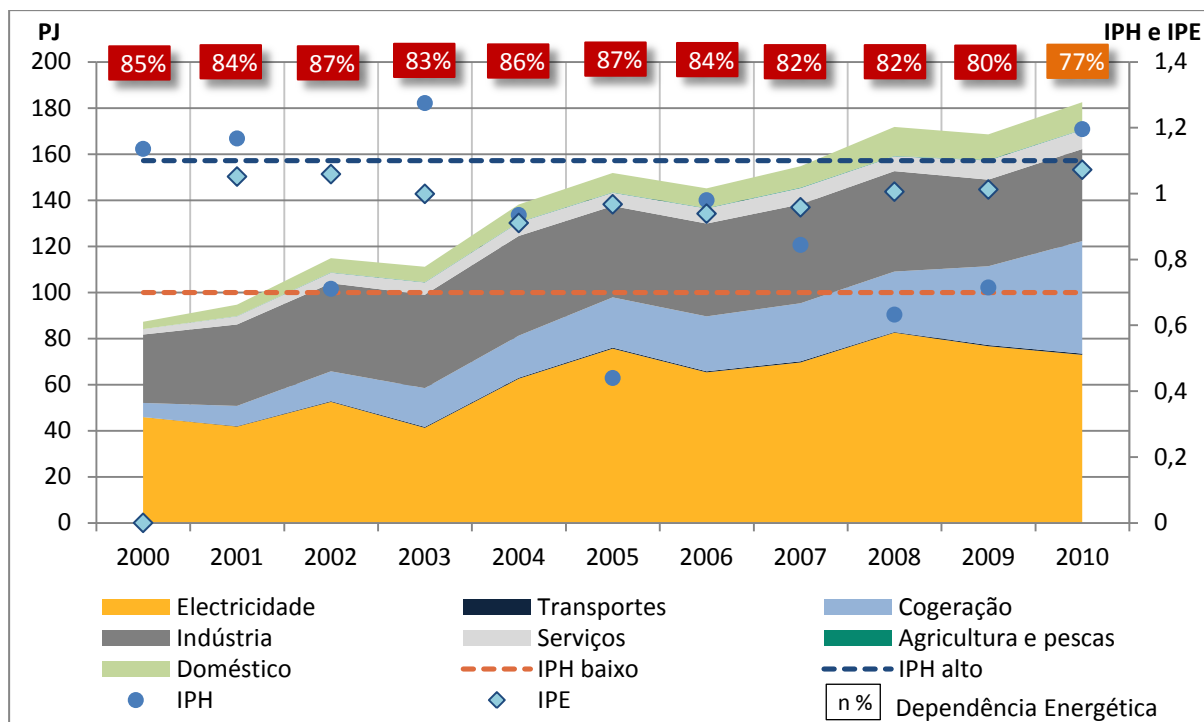


Figura 5.18. Evolução do consumo de gás natural no período 2000 – 2010. Dados: DGEG

5.1.2. VULNERABILIDADES DO SISTEMA ENERGÉTICO

Tal como foi explicado no capítulo anterior, e de modo a melhor entender alguns problemas que Portugal enfrenta ao ser tão dependente do exterior, vai-se estudar a vulnerabilidade do modelo energético português, avaliando a dimensão externa e interna dos riscos e capacidade de resiliência do modelo de cada recurso energético escolhido: petróleo e derivados, gás natural, carvão, biocombustíveis e hidroelectricidade.

a) CRUDE

Os indicadores seleccionados para avaliar o perfil de segurança relacionada com o crude são a dependência das importações de crude, diversidade de países fornecedores e respectivas estabilidades políticas, número e natureza de pontos de entrada e os níveis de reserva de crude.

Quanto à dependência energética, como já foi referido, Portugal não possui recursos energéticos fósseis, pelo que é totalmente dependente do exterior. Desta forma, uma das medidas para assegurar o abastecimento de crude passa por diversificar os fornecedores do crude.

No período 2000-2010, Portugal importou crude no mínimo de 12 países (2000) e no máximo de 18 (2006), o que resultou em valores de HHI baixos (o maior valor foi de 0,15), pelo que acrescenta grande diversidade de fornecedores de crude (i.e. HHI <0,3), reflectindo uma elevada capacidade de resiliência e portanto, baixa vulnerabilidade de disrupção neste aspecto. Apesar de 2005 e 2006

terem sido os anos, do período de análise histórico, que mais se importou crude (cerca de 13 Mton), não foi reflectido na diversidade como se pode verificar na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Valores de diversidade na importação de crude.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
HHI	0,15	0,14	0,11	0,13	0,10	0,11	0,08	0,09	0,11	0,11	0,10
HHI (OPEC)	0,47	0,40	0,36	0,32	0,38	0,42	0,35	0,44	0,58	0,46	0,38

Portugal importa o seu crude fundamentalmente de Angola, Arábia Saudita, Cazaquistão, Brasil, Nigéria e do Médio Oriente, como se pode verificar na Figura 5.19. É importante assinalar que em 2000, Portugal importava 39% de crude do Médio Oriente. Em 2010, o peso das importações provenientes do Médio Oriente atingiram 16%. Para o cálculo da diversidade, de modo a estudar a vulnerabilidade do modelo energético português ao crude, não foram considerados conjuntos de países. No entanto, a OPEC¹¹ pode ser vista como apenas um fornecedor. Se assim fosse, a diversidade diminuiria bastante tal como se pode ver na tabela em cima representada (HHI (OPEC)). É importante assinalar, a grande perda de diversidade ocorrida em 2008.

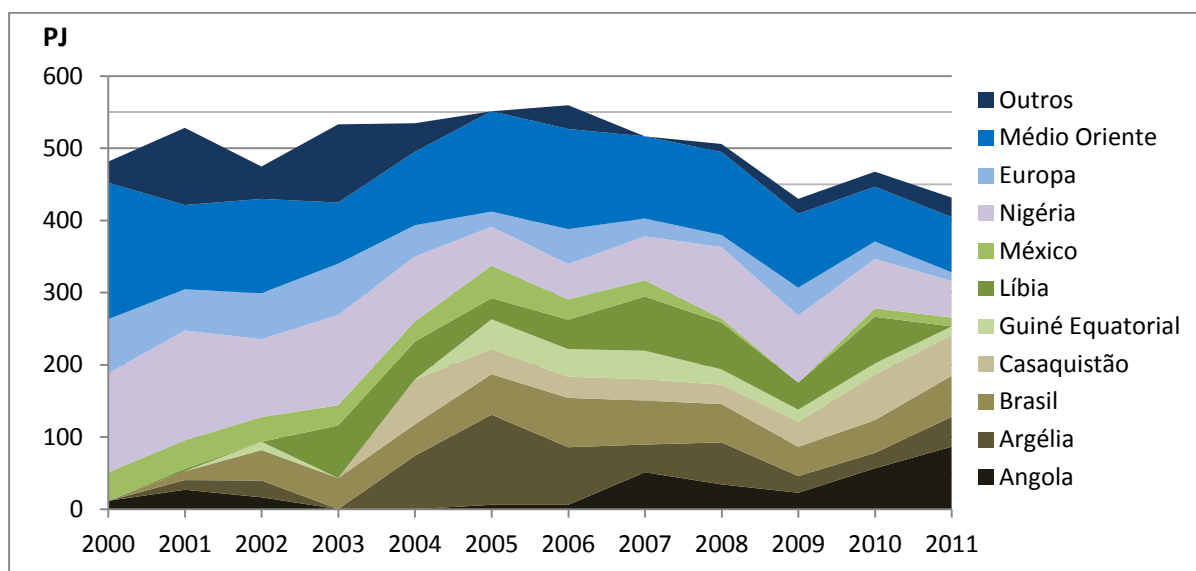


Figura 5.19. Origem das importações – crude. Dados: DGE. Nota: Europa - Dinamarca, Noruega e Reino Unido; Médio Oriente - Arábia Saudita; Azerbaijão; Emirados Árabes Unidos; Irão; Iraque; Síria; Outros: Camarões; Congo; Costa do Marfim; Egito; Gabão; Rússia e Venezuela.

Outro factor muito importante em termos de segurança é obviamente a disponibilidade física dos recursos. Um indicador muito utilizado para avaliar a existência de recursos e a sua "durabilidade" é o já explicado R/P, encontrando-se na Figura 5.20.

¹¹ Para o período 2000- 2006 consideraram-se: Arábia Saudita, Argélia, Emirados Árabes Unidos, Gabão, Irão, Iraque, Líbia, Nigéria e Venezuela. A partir de 2007, para além dos membros referidos, considerou-se Angola.

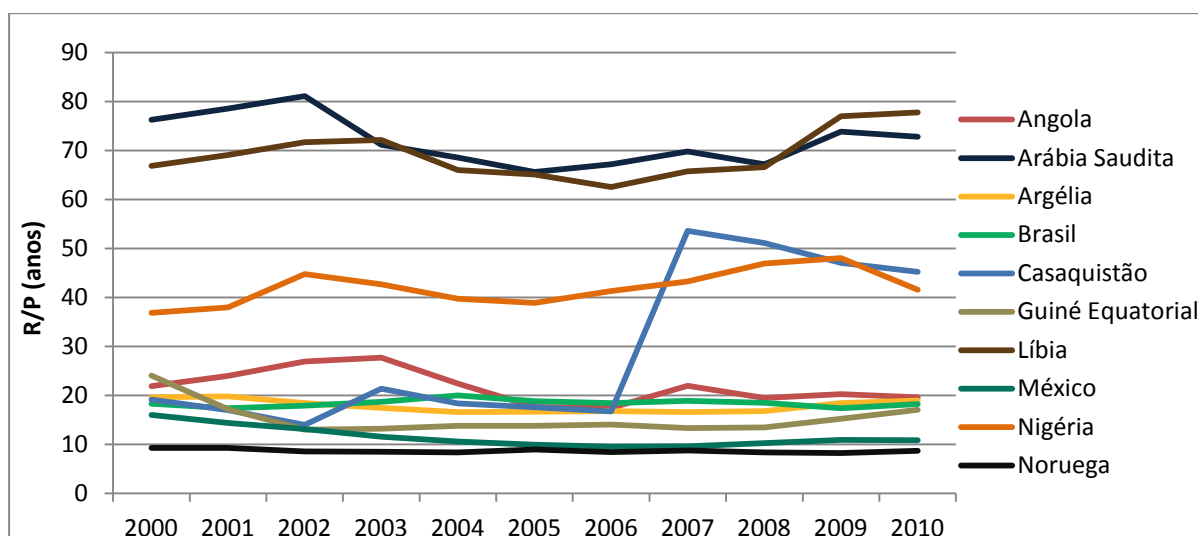


Figura 5.20. Rácio R/P dos principais países de que Portugal importa o seu crude. Dados: BP

Apesar de todas as limitações que os indicadores, que tentam avaliar a existência de recursos energéticos apresentam, particularmente no caso do petróleo, pode-se verificar que os países cujo petróleo Portugal importa têm apenas 20 anos, aos níveis de produção de 2010. As exceções são a Nigéria, o Cazaquistão, a Arábia Saudita e a Líbia, tendo estes dois últimos os maiores rácios dentro deste grupo de países, com valores entre os 70 e 80 anos, o que significa que com as reservas provadas até 2010 e aos níveis de produção desse mesmo ano, restam a estes países entre 70 a 80 anos de produção de crude.

Tal como já foi mencionado, o crude e o gás natural existem em zonas historicamente instáveis, pelo que se vai analisar a estabilidade política dos países de que Portugal importa o seu crude. Na Tabela 5.2, pode-se verificar que os valores de estabilidade não variam muito (entre 4,5 e 4,8), numa escala de 0 a 7, o que demonstra que Portugal importa energia de zonas instáveis o que pode representar uma vulnerabilidade ao sistema energético português, no entanto como já foi referido, uma das componentes principais em segurança de abastecimento passa pela diversidade.

Tabela 5.2. Estabilidade política – crude. Dados: World Bank e DGEG.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Estabilidade política	4,5	*	4,5	4,4	4,7	4,5	4,7	4,7	4,8	4,5	4,5

Nota: não existem dados para estabilidade no ano de 2001

De acordo com a revisão feita, os países detentores de petróleo e gás natural, geralmente são zonas mais instáveis, e dada a depleção dos recursos nos países considerados como democracias estáveis, este valor era esperado. Uma vez que Portugal teve uma dependência relativamente elevada das importações proveniente do Médio Oriente até 2005, também teve as suas importações condicionadas à passagem em pontos de estrangulamento estratégicos que poderiam ter constituído problemas ao abastecimento de crude. Considerando os países abastecedores de crude para Portugal, cujo transporte tenha de passar por estes estrangulamentos, enumeram-se: (1) importações que provêm do Irão, Iraque e Emirados Árabes Unidos passam pelos pontos Hormuz,

Bab-el-Mandeb e Suez; (2) importações desde a Arábia Saudita passam pelo ponto Suez. Este deve ser um factor que apesar de não ser considerado para esta análise, deve ser ponderado enquanto factor de segurança de abastecimento. Em 2000, 39% do crude importado teve de passar nestes estrangulamentos, em 2010 este valor atingiu apenas 12%, no entanto é importante referir que em média nestes 10 anos, 22% do crude importado por Portugal teve de atravessar estes estreitos. É importante notar que em caso de bloqueio dos estreitos (como já ocorreu na guerra dos seis dias em 1967, em que o estreito de Suez permaneceu fechado durante 8 dias) ou de ataques de pirataria, o abastecimento fica comprometido.

Outro factor susceptível de ter um impacto significativo na segurança de abastecimento é a facilidade de alternar entre os fornecedores em caso de uma interrupção no abastecimento. Por exemplo, o transporte de energia via *pipeline* é consideravelmente mais difícil de substituir, a curto prazo, do que via marítima. Por outras palavras, o nível de segurança dependerá também da forma que as energias são fungíveis, que por sua vez relaciona-se com a forma de transporte da energia e o tamanho do mercado onde se insere.

Desta forma, também é importante avaliar o número e natureza de entradas de petróleo, uma vez que quanto mais pontos de entrada tem um país, menos vulnerável se encontra a disrupções. É importante focar, pelos motivos já mencionados, e devido à flexibilidade que confere ao sistema energético, os portos são infra-estruturas consideradas mais seguras que as *pipelines*.

Portugal não tem oleodutos transfronteiriços, pelo que recebe as suas importações por dois portos, o Porto de Sines e o Porto de Leixões. O terminal petrolífero de Sines, operacional o ano inteiro, tem capacidade de descarga de cerca de 64 kb/hora e suporta petroleiros de grandes dimensões (Very Large Crude Carriers – VLCC). Este terminal está ligado através de um oleoduto multiproduto com ligação a Aveiras de Cima. Já o porto de Leixões não está operacional durante um período de 50 a 80 dias por ano, devido às condições climáticas. Deste modo, a Petrogal instalou um ponto de atracagem – monobóia - a 3km da costa com ligação à refinaria de Matosinhos via oleoduto (com uma extensão de 3,2 km). A capacidade de descarga deste ponto de atracagem é de cerca de 50 kb/hora. Deste modo, e uma vez que Portugal dispõem de 2 portos para importar as suas necessidades de crude, em relação a este factor externo de resiliência, Portugal apresenta uma vulnerabilidade média.

Por fim, o último indicador para estudar a segurança quanto ao crude é a relação dos níveis de armazenamento de crude pela capacidade máxima das refinarias para cada ano. A IEA obriga os seus membros a armazenar 90 dias de importações líquidas (relativas à média diária de importações líquidas para o mesmo período do ano anterior), incluindo os produtos primários e secundários – crude e refinados. Estas reservas destinam-se a situações de emergência, bem como para utilizações comerciais ou operacionais, incluindo as reservas armazenadas nas refinarias e instalações portuárias. Já a UE, obriga os seus Estados-Membros a armazenar 90 dias de crude e refinados de acordo com os padrões de consumo da anterior (válido até Dezembro de 2012). Estes dados são disponibilizados pelo Statistics & Market Observatory pertencente a CE, desagregados por categorias de produtos, a partir de 2008. No entanto não há dados desagregados por reservas estratégicas e reservas comerciais, pelo que serão consideradas reservas comerciais, todas as reservas que excederem os 90 dias.

Tabela 5.3. Níveis de reservas totais de crude portuguesas. Dados: CE¹²

Reservas (10 ⁶ ton)	2008	2009	2010
Totais	3,5	3,4	3,3
Comerciais	1,1	1,1	1,1

Tabela 5.4. Crude processado nas refinarias de Sines e de Matosinhos. Dados: DGEG.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Crude processado (10 ⁶ ton)	11,5	12,6	11,3	12,7	12,8	13,2	13,4	12,3	12,1	10,3	11,2

Verifica-se, portanto, que as reservas comerciais correspondem a 33, 39 e 35 dias de consumo nos anos de 2008, 2009 e 2010, respectivamente. A formação da EGREP (com início de actividade em 2004) teve como motivo o facto de Portugal não cumprir as obrigações de reservas estratégicas previstas pela IEA.

Tendo em conta todos os factores aqui mencionados, Portugal tem um perfil de segurança em relação ao crude de C (Figura 5.21).

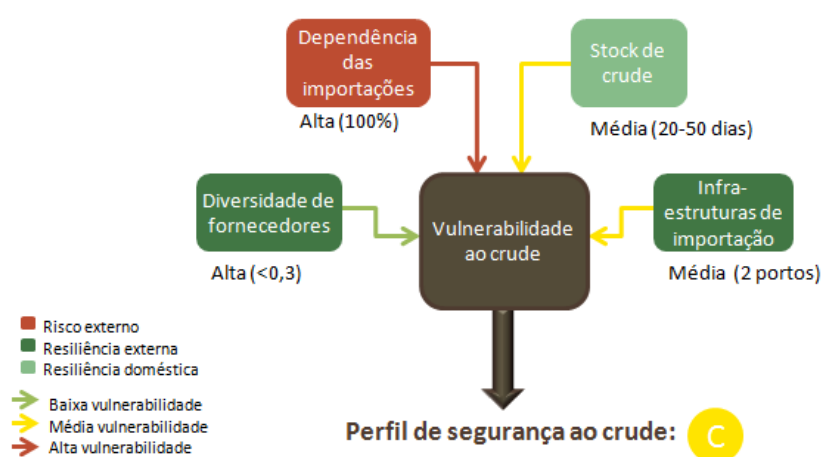


Figura 5.21. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades ao crude.

É importante mencionar que as estratégias que visam o aumento da segurança de abastecimento variam bastante de país para país. De acordo com Murakami *et al.* (2011) a Alemanha tem vindo reduzir as importações provenientes do Médio Oriente, aumentando a sua dependência da Rússia. Desta forma, a Alemanha tem diminuído a diversificação no abastecimento do crude. No entanto, em linha com a redução das importações do Médio Oriente, reduz os problemas associados com o transporte de crude proveniente desta região, principalmente os *chokepoints*. Portugal tem apostado na diversificação do abastecimento para outras regiões que não o Médio Oriente, e consequentemente evitando a passagem de crude nos estrangulamentos referidos.

b) DERIVADOS

¹² http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/stocks_en.htm

Quanto aos derivados, Portugal importa apenas cerca de 20 a 30% de derivados em relação às importações totais de produtos petrolíferos. Os indicadores de risco e de capacidades de resiliência a factores externos para cada categoria de produtos petrolíferos, são os défices, a diversidade de fornecedores e o número e natureza das infra-estruturas de importação de derivados (número e natureza de pontos de entrada). Quanto aos indicadores de risco e de capacidade de resiliência a factores internos, tem-se o perfil de segurança ao crude (obtido anteriormente), o número de refinarias, a flexibilidade das refinarias e a média dos níveis de reserva.

Portugal importa fundamentalmente petróleo bruto, no entanto também importa alguns refinados. Isto deve-se ao facto de ter duas refinarias, Matosinhos e Sines, com uma capacidade instalada de refinação de 15,5 Mton de petróleo bruto por ano, sendo a refinaria de Sines a 2ª maior da Península Ibérica (10 Mton/ano). No entanto, apresenta alguns défices no consumo. Os défices são calculados através da diferença entre o output das refinarias e a procura dos derivados. Por outras palavras, os défices reflectem a proporção dos produtos petrolíferos consumidos no mercado interno que são importados. A Figura 5.22 mostra os défices dos derivados de petróleo.

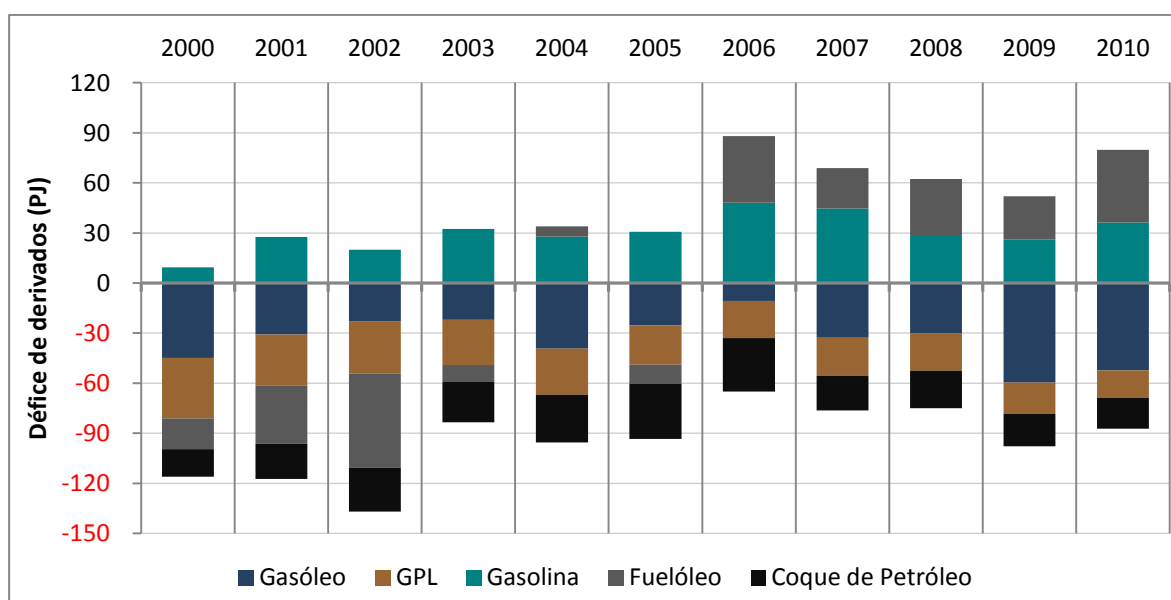


Figura 5.22. Déficit de produtos petrolíferos. Valores positivos representam um superavit – produto a exportar; valores negativos representam um déficit – produto a importar. Dados: DGEG.

Ao analisar o gráfico, verifica-se que há alguma exportação de gasolina e déficit de gasóleo. Este facto pode ser explicado pelo fenómeno que se tem vindo a verificar na Europa, de aumento de vendas de veículos a gasóleo em deterioramento da gasolina – a dieselização. Por outro lado, verifica-se outro déficit no período de 2000 a 2005 de fuelóleo, tendência esta invertida a partir de 2006 até à actualidade, verificando-se aumentos de exportações deste produto. Verifica-se um elevado déficit de fuelóleo no ano 2002 (117%), devido à baixa hidraulicidade, e ao consumo deste combustível na produção de electricidade. É importante focar, que a utilização de fuelóleo tem caído em desuso, fundamentalmente devido à substituição pelo gás natural e o crescente peso da eólica na produção de energia eléctrica. Outro déficit existente é o de GPL, estando presente em todos os anos analisados. No entanto, este déficit tem diminuído (de 73% em 2000 para 48% em 2010), devido a uma redução de consumo (menos 31% face 2000).

Devido às características dos consumos de derivados em Portugal, a categoria de destilados média passa apenas a ser representada pelo gasóleo (não há défice de jets), a categoria de outros derivados de petróleo é constituída por GPL, fuelóleo e coque de petróleo. Os resultados para dos défices para as categorias de refinados referidos, encontram-se na Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Déficit de gasóleo e de outros derivados de petróleo para o período de 2000-2010.

Défice (%)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gasóleo	21%	14%	10%	9%	16%	10%	5%	14%	13%	26%	22%
Outros derivados de petróleo	59%	72%	93%	52%	42%	56%	13%	21%	12%	18%	-12%

É importante assinalar os elevados défices na categoria de outros derivados de petróleo até 2005, e tendência invertida a partir de 2006, chegando mesmo a atingir um valor negativo em 2010 (Portugal passou a exportador líquido para esta categoria, devido à evolução de fuelóleo). Assim, verifica-se um défice relativamente baixo em relação ao gasóleo (médio em 2009). Já em relação aos outros derivados de petróleo considera-se um défice médio (tendo em conta a média dos 10 anos), uma vez que a evolução deste valor tende a reduzir, aumentando apenas ligeiramente nos anos secos. Assim, tem-se um risco externo, devido às importações necessárias para combater os referidos défices, baixo no caso do gasóleo e médio no caso dos outros derivados de petróleo.

De modo a combater o défice de gasóleo, que em 2009 atingiu 60 PJ, a Galp investiu num projecto de conversão de fuelóleo (ou de fracções pesadas de petróleo) para gasóleo (*Hydrocracking*), devido ao fenómeno de dieselização do mercado. Deste modo, maximiza-se a produção de gasóleo, e espera-se um aumento de produção 2,6 Mton/ ano (cerca de 239PJ). Assim, Portugal passa a ser um exportador deste combustível. Estes projectos já foram concluídos, tendo o processo arrancado em Janeiro de 2013. Com este aumento de flexibilidade na refinação de petróleo, o índice de complexidade de Nelson (NCI) passa, no caso da refinaria de Sines de 6.3 para 7.7, e no caso da refinaria de Matosinhos, de 9.4 para 10.7. No período de análise o NCI é de 7,2, uma vez que a refinaria de Sines trata em média 70% do crude consumido em Portugal, e a refinaria de Matosinhos apenas é responsável pelos restantes 30%. Assim, Portugal apresenta uma flexibilidade média das refinarias, traduzindo-se para este indicador uma capacidade de resiliência interna média.

A Tabela 5.6 mostra que, em termos de diversidade nas importações de derivados de petróleo, Portugal tem vindo a piorar. O pior ano registado, no período de análise, em termos de diversidade no fornecimento de gasóleo, foi 2007 (importações feitas a apenas 5 países) e no caso dos outros derivados de petróleo foi 2010 (importações feitas a 11 países).

Tabela 5.6. Diversidade de fornecedores na importação de gasóleo e de outros derivados de petróleo.

HHI	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gasóleo	0,15	0,10	0,16	0,11	0,12	0,24	0,33	0,40	0,26	0,20	0,30
Outros derivados de petróleo	0,09	0,06	0,06	0,04	0,06	0,09	0,10	0,09	0,11	0,12	0,17

É importante notar, que apesar das perdas de diversidade na importação de outros derivados de petróleo, estes valores são muito baixos, pelo que não constituem um problema. Já em relação ao

gasóleo, a diversidade é alta até 2004, começando a diminuir a partir desse ano. Em termos médios Portugal teve um valor de HHI para o gasóleo de 0,22 e para a categoria de outros derivados de petróleo de 0,09. Deve-se salientar que a oferta deste tipo de combustíveis é composta por uma grande parte de países considerados estáveis, pelo que os riscos de disrupção devido a factores de instabilidade interna dos países produtores descem consideravelmente. Por exemplo, Portugal, em relação ao gasóleo importa de países como Espanha, Holanda, Itália e Reino Unido (grande parte das importações de derivados é feita na Europa).

Quanto ao número de entradas de derivados de petróleo, para além destes dois portos principais já referidos (Sines e Leixões), os terminais de Aveiro, Lisboa e Setúbal, bem como os portos na Madeira (Funchal – parque de armazenagem do caniçal) e Açores (Porto das Lajes das Flores e Porto da Horta) podem ser utilizados na importação/exportação de refinados, aumentando a flexibilidade na resposta a emergências.

Deste modo, Portugal apresenta uma capacidade de resiliência a factores externos, média em termos de diversidade de gasóleo, e baixa quanto a outros derivados de petróleo. Por outro lado, apresenta, quanto ao número e natureza das infra-estruturas destinadas às importações deste tipo de combustíveis, uma capacidade de resiliência alta. Quanto aos níveis de reservas dos produtos petrolíferos, Portugal, possui elevados stocks para estes combustíveis (Tabela 5.7).

Tabela 5.7. Níveis de reservas totais de destilados médios e de outros derivados de petróleo (número de médio de semanas). Dados: CE¹³

Reservas (nº médio de semanas)	2008	2009	2010
Destilados médios	15	16	16
Outros derivados de petróleo	29	27	32

Em suma, os principais resultados quanto aos indicadores calculados para os derivados de petróleo encontram-se na Figura 5.23 e Figura 5.24. Não se obtiveram valores que confirmem grandes vulnerabilidades ao sistema energético português. Uma vez que a Galp investiu na flexibilidade das refinarias, a dependência ao exterior, decorrente da importação de refinados, será invertida. Apesar do modelo energético português, de acordo com o que foi calculado, não apresentar grandes vulnerabilidades em relação a estes combustíveis, com esses investimentos espera-se portanto, que as vulnerabilidades diminuam consideravelmente. Por outro lado, uma vez que os países a que Portugal (e na generalidade dos países europeus) importa os seus refinados serem relativamente estáveis, a diversidade apesar de ser um factor importante de resiliência perde um pouco a importância quando se abordam os riscos de disrupção. Apesar dos valores presentes na metodologia da IEA, sejam mais rígidos em termos de diversidade, no caso dos derivados do que no caso do crude.

¹³ http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/stocks_en.htm

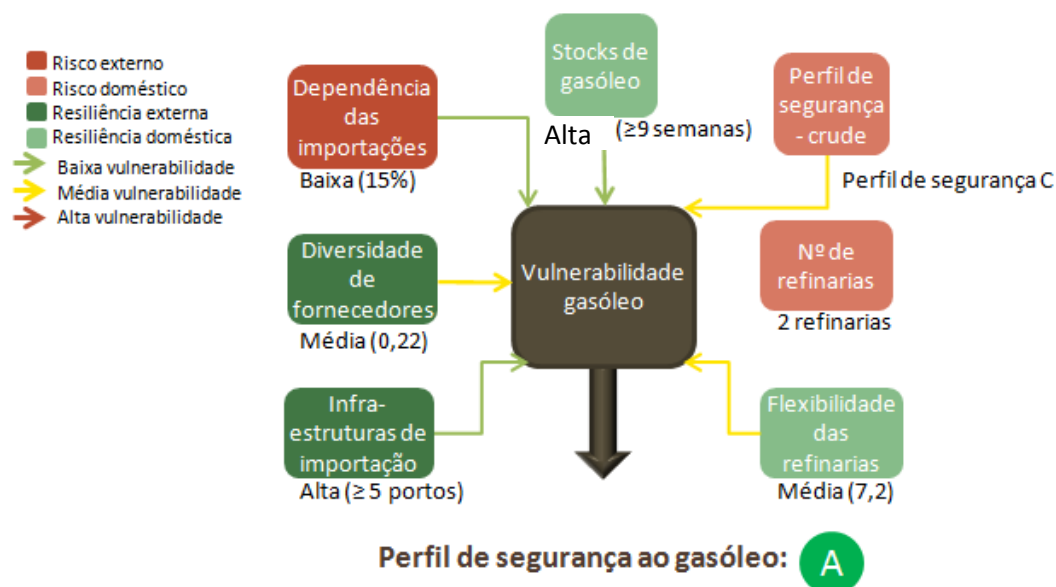


Figura 5.23. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades ao gasóleo.

Desta forma, obtiveram-se perfis de segurança muito altos (Figura 5.23 e Figura 5.24).

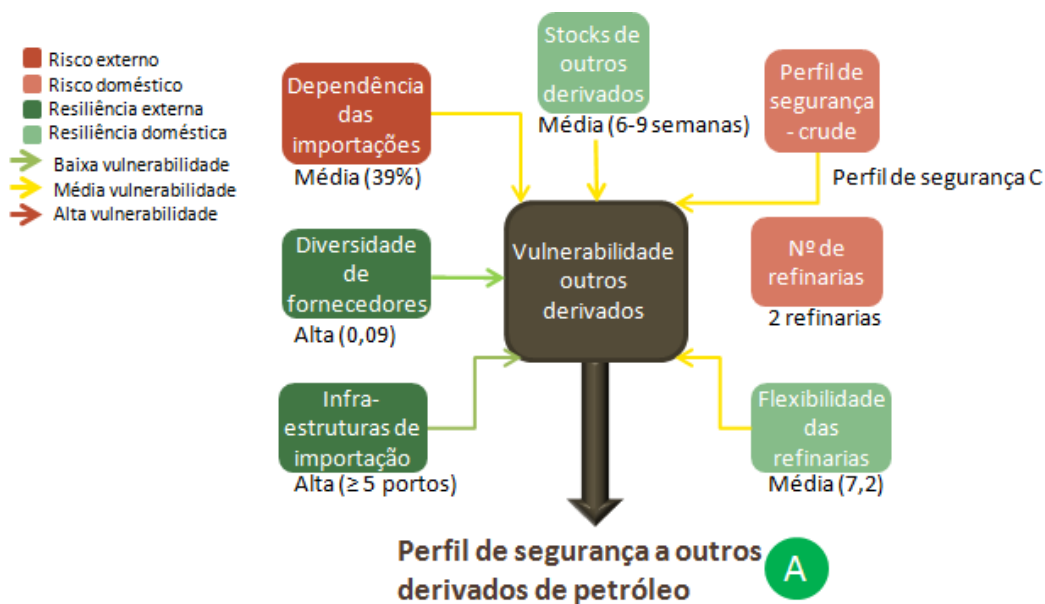


Figura 5.24. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades a outros derivados de petróleo.

b) GÁS NATURAL

Quanto ao gás natural, a avaliação é semelhante ao que foi feito para o crude. Os indicadores de risco e de resiliência a factores externos são a dependência das importações de gás, a estabilidade política dos países fornecedores e a diversidade dos mesmos e o número e natureza das infra-estruturas responsáveis pelas respectivas importações. Já os indicadores que traduzem a capacidade de resiliência interna são a relação entre a capacidade máxima de envio para a rede das infra-estruturas e a intensidade do gás na economia portuguesa.

Como já foi referido, Portugal não possui gás natural, pelo que é totalmente dependente do exterior. Quanto à diversidade de abastecimento, os resultados obtidos para o HHI encontram-se descritos na Tabela 5.8.

Tabela 5.8. Valores de diversidade no abastecimento do gás natural.

HHI	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	0,76	0,80	0,77	0,70	0,53	0,53	0,50	0,55	0,51	0,36	0,42

Tal como se pode verificar ao analisar a Tabela 5.8 e a Figura 5.25, a diversidade tem vindo a melhorar consideravelmente nos últimos 10 anos, não por se estar a diversificar nos fornecedores, mas pela quantidade importada estar mais uniformemente distribuída. Em 2001, a Argélia era abastecedora de 87% do gás natural consumido em Portugal, valor que em 2004 já atingia os 63%, sendo a Nigéria responsável pelos restantes 37%. Em 2005 verifica-se que as percentagens de importação já provinham desses países em perfeita proporção (50/50), daí o HHI assumir o valor de 0,5. A partir de 2005, há uma tendência de inversão (mais *share* para a Nigéria do que para a Argélia), apesar de, em 2009, se terem diversificado um pouco mais as fontes (6 países), ainda que mal distribuídas as importações, baixando o HHI para 0,36 (valor mais baixo para o Gás Natural).

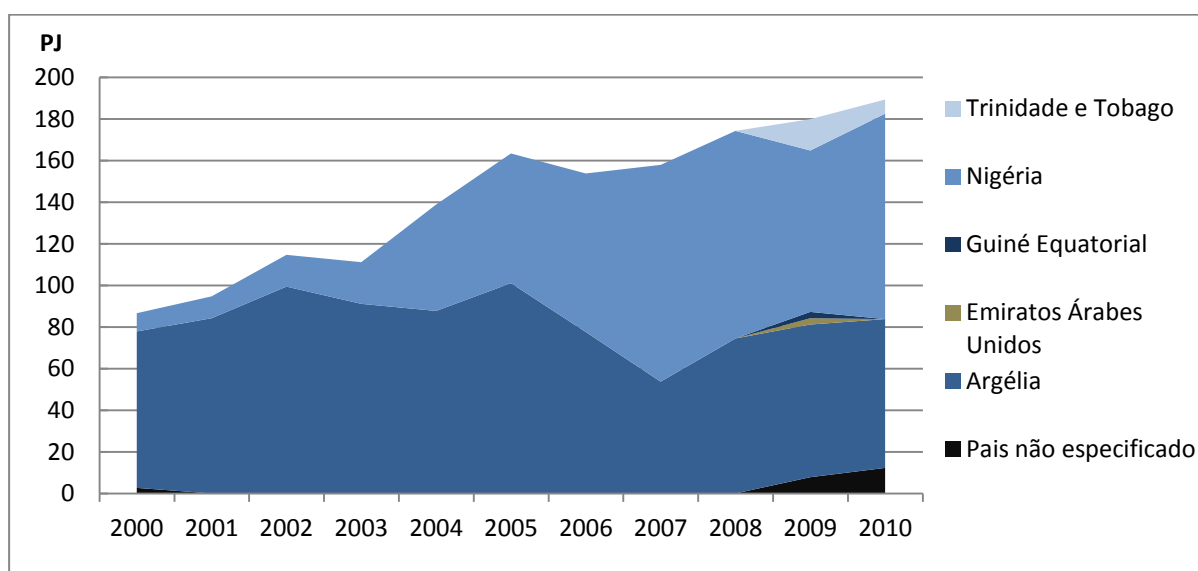


Figura 5.25. Origem das importações – gás natural. Dados: DGEG.

De forma a fortalecer a segurança de abastecimento, Portugal deve apostar na diversificação de fontes de GNL, uma vez que em 2010 dependeu em 53% das importações da Nigéria. De facto, o sistema energético português apresenta uma vulnerabilidade média, de acordo com os valores utilizados pela IEA, no entanto pela análise dos acordos em vigor de aquisição de gás natural, a tendência é de aumento de peso das importações da Nigéria face às da Argélia. É importante notar, que a aquisição de gás não é feita da mesma forma que o petróleo. No caso do gás natural, são feitos, geralmente, contratos a longo prazo, tendo Portugal contratos com a Argélia e a Nigéria.

Os contratos em vigor para o gás natural são contratos de obrigação de aquisição (*take or pay*), nos quais se define uma quantidade mínima de aquisição anual, de acordo com as quantidades mostradas na Tabela 5.9, e respectiva margem de flexibilidade. No caso de a procura ser inferior aos níveis mínimos acordados, pode-se transferir quantidades limitadas para o ano seguinte. Estes

contratos têm uma duração igual ou superior a 20 anos, pelo que há possibilidade de renegociação e ajustamentos de acordo com o que foi estabelecido nos contratos.

Tabela 5.9. Contratos de Gás Natural, em vigor no período de estudo (2000-2010). Fonte: Galp Energia

Tipo de Transporte	País	Contratos – início	Quantidade (Mm³/ano)	Duração (anos)
Gasoduto	Argélia	Gás natural (Sonatrach) - 1997	2.300	23
Barco	Nigéria	GNL (NLNG I) - 2000	420	20
Barco	Nigéria	GNL (NLNG II) - 2003	1.000	20
Barco	Nigéria	GNL (NLNG+) - 2006	2.000	20

Analisando os contratos em vigor, facilmente se percebe a evolução do HHI. Em 2004, o aumento substancial da proporção de gás natural proveniente da Nigéria (18% em 2003 para 37% em 2004) parece dever-se ao contrato de 2003, e o contínuo aumento desta proporção até aos 53% em 2010. A proporção de gás natural oriundo da Argélia, entre 2000 e 2003, situou-se entre 87% e 82%, respectivamente.

Quanto aos valores para os rácios R/P dos países de que Portugal importa o gás natural, verifica-se valores bastante superiores aos verificados para o crude, como mostra a Figura 5.26. Os países que mais gás fornecem a Portugal, têm rácios R/P relativamente altos, pelo que se evidencia a Nigéria (com R/P de 140 anos em relação aos níveis de produção de 2010) e o papel que desempenha enquanto fornecedor de GNL a Portugal.

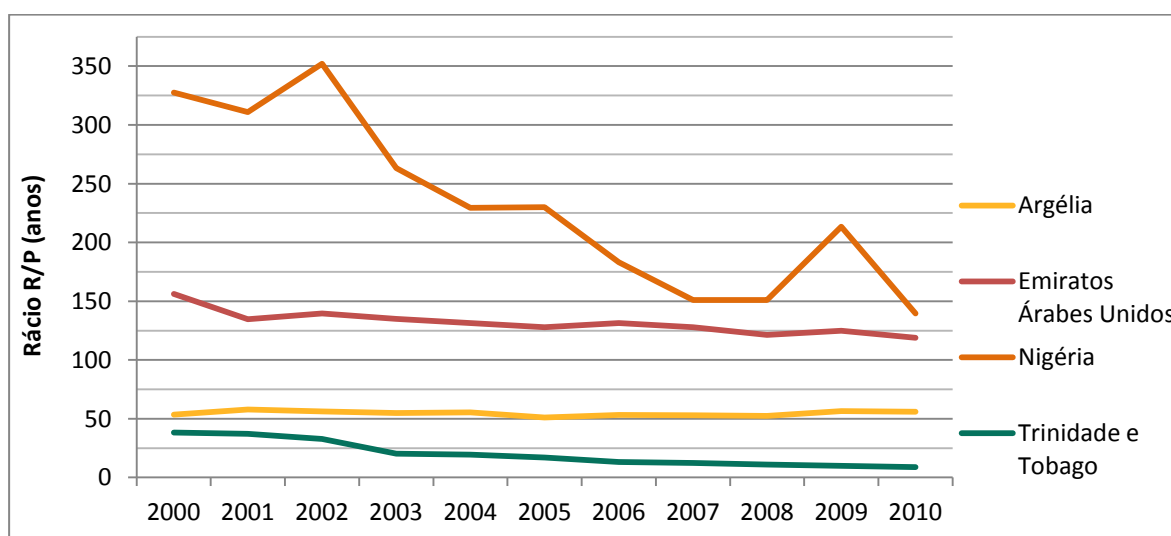


Figura 5.26. Rácio R/P dos principais países a que Portugal importa o seu gás. Dados: BP.

O Gás Natural chega a Portugal por duas vias, por gasoduto ou por barco (Gás Natural Liquefeito – GNL). Assim, por meio dos gasodutos, o gás vem de Hrassi R'Mel na Argélia (Sonatrach¹⁴) pelo gasoduto Europa – Magrebe, entra em Espanha pelo gasoduto Al-Andalus, seguindo-se para Portugal pelo gasoduto Extremadura, dando entrada em Portugal em Campo Maior (Figura 5.27). Da Nigéria, o gás vem de barco (GNL).

¹⁴ Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a.



Figura 5.27. Gasodutos que influenciam a chegada de Gás Natural a Portugal. Fonte: Galp Energia.¹⁵

É também importante focar, que o peso do transporte via *pipeline* tem assumido cada vez menos importância no abastecimento de gás em Portugal. Em 2000, 87% do gás natural chegou a Portugal via *pipeline*, valor que, desde 2004, tem vindo a descer, data em que começou a operar o terminal de GNL de Sines. Em 2010, a *share* de transporte via *pipeline* já contava com apenas 37% das importações totais. Este é um factor importante, pois as importações de GNL proporcionam maior diversidade e, consequentemente maior segurança de abastecimento.

Uma das grandes vulnerabilidades do modelo energético de algumas economias europeias deve-se à dependência do gás proveniente da Rússia. Portugal não tem esse problema, não tendo sofrido com os cortes da Rússia, ocorridos em 2006 e 2009. No entanto, depende de gás nigeriano, considerado um país com uma grande instabilidade política. Desta forma, e em consonância com o calculado em relação ao crude, determinou-se o peso da estabilidade política nas importações de gás (Tabela 5.10).

Tabela 5.10. Estabilidade política – gás natural. Dados: World Bank e DGEG.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Estabilidade	5,8	*	5,8	5,9	5,9	5,3	5,8	6,0	5,9	5,6	5,8

* Não existem dados de estabilidade no ano de 2001

Uma vez que um dos países não é identificado, apesar da sua contribuição ser muito baixa (em 2000: 3%; 2009: 4%; 2010: 6%) considerou-se uma estabilidade política de 3,5. Dos países que nos exportam gás, apenas os Emiratos Árabes Unidos e Trinidad e Tobago têm um valor para a estabilidade política positiva, com uma média de 1,8 e de 3,1 respectivamente, e como a sua contribuição é residual, não é reflectido no valor final de estabilidade. Os valores de estabilidade política, para os países abastecedores de gás, é bastante inferior aos reflectidos para o crude.

Quanto às infra-estruturas, Portugal tem dois gasodutos internacionais: um com ligação Badajoz-Campo Maior, outro que liga Braga a Tuy, sendo que o responsável pela importação de gás é o de Campo Maior. O terminal de GNL de Sines tem dois tanques de armazenamento com capacidade

¹⁵ <http://www.galpennergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Mercado-em-Portugal.aspx>

unitária de 120.000 Mm³ de GNL (cerca de 60.Mm³ de gás natural). Quanto ao armazenamento subterrâneo, a infra-estrutura localiza-se no Carriço, é composta por quatro cavidades e com uma capacidade total de 190Mm³ de gás natural. As capacidades máximas de emissão de gás à rede são para Sines e para o Carriço, respectivamente, 16,3 Mm³/dia e 7,3 Mm³/dia, pelo que a relação entre as capacidades máximas técnicas e os consumos de ponta encontram-se na Tabela 5.11.

Tabela 5.11. Relação entre capacidade máxima técnica de emissão de gás para a RNSG e o consumo de ponta diário. Dados: REN e ERSE.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo de ponta diário (GWh/dia)	102	111	121	133	170	182	185	204	191	203	225
Consumo médio diário (GWh/dia)	70	79	95	92	121	131	126	134	147	145	158
Capacidade técnica máxima/consumo de ponta (%)	79	72	66	60	153	143	140	127	136	128	115

Verifica-se que, até à entrada de funcionamento do terminal de Sines, a relação entre a capacidade máxima de emissão para a rede e os consumos de ponta eram inferiores a 100%, atingindo um mínimo de 60% em 2003. A partir do funcionamento do terminal de GNL em Sines, verifica-se um grande aumento desta relação, para valores acima de 100%, o que remete para a adequabilidade das condições operacionais aos consumos verificados. É importante notar os aumentos acentuados ocorridos nos consumos médios diários e nos consumos de ponta diários, no período de análise.

Face o aumento dos consumos deste recurso, realizaram-se alguns investimentos para a expansão do Terminal de Sines, tendo sido concluída em 2012, aumentando o armazenamento para 390 Mm³ e aumento de capacidade de emissão de gás para a rede em 50%. Quanto ao armazenamento subterrâneo, também está previsto a construção de mais cavernas no Carriço.

Complementarmente, calcularam-se os dias médios e de ponta de consumo dos níveis de armazenamento em Portugal. O armazenamento total de gás natural é de 320Mm³, pelo que o número médio de dias de consumo e o número de dias em consumo de ponta, a que equivalem estas reservas, encontram-se na Tabela 5.12.

Tabela 5.12. Níveis de reserva em relação aos picos e médias de consumo. Dados: REN e ERSE

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Níveis de reserva (dias médios de consumo)	30	26	22	23	28	26	27	25	23	24	22
Níveis de reserva (dias de picos de consumo)	20	19	17	16	20	19	18	17	18	17	15

Verifica-se que as reservas se traduzem em apenas 22 dias de consumo aos níveis de consumo médio e 15 dias aos níveis de consumo de ponta, pelo que com os investimentos ocorridos recentemente, estes valores irão aumentar. Por outro lado, o gás natural tem um problema de que as outras fósseis não sofrem, pelo menos de forma tão acentuada, é a perda de qualidade do recurso energético. Uma vez que os investimentos já foram feitos e que a construção de instalações, com aumentos de

capacidade de reserva de gás, já foi concluída ou já está em curso, verifica-se que Portugal tem ajustado o crescente consumo aos investimentos necessários para tal. Desta forma, considera-se que se tem agido proactivamente no sentido de diminuir as vulnerabilidades do sector e, consequentemente aumentar a segurança energética.

Por fim, tem-se o indicador de intensidade de gás, que remete para a exposição económica de Portugal ao gás natural. A Tabela 5.13 mostra que Portugal, não possui uma intensidade muito elevada de gás. No entanto verifica-se um grande crescimento deste valor, a medida que este tipo de combustível penetra no sistema energético português.

Tabela 5.13. Evolução da intensidade de gás na economia portuguesa no período 2000-2010.

Intensidade gás	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
(Mm ³ /1000€ ₂₀₀₅)	15	16	19	19	23	27	25	26	28	29	31

Analisando as tendências europeias, Portugal encontra-se abaixo da média europeia (UE-27), no entanto a evolução no consumo em Portugal tem sido de tal ordem que, a média de intensidade de gás na economia, na UE-27, em 2000, era de 42 Mm³/1000€₂₀₀₅. Já em 2010, a intensidade na UE-27 era de 41 Mm³/1000€₂₀₀₅, em Portugal, nesse mesmo ano, este valor atingiu 31 Mm³/1000€₂₀₀₅. Isto remete para a crescente exposição da economia portuguesa a possíveis aumentos de preço do gás. É importante assinalar, que ao longo desta década, França, Itália e Espanha tiveram valores de intensidade na ordem de, respectivamente, 26 Mm³/1000€₂₀₀₅, 35 Mm³/1000€₂₀₀₅ e 52 Mm³/1000€₂₀₀₅. Portugal, em 2010, consumiu mais 125% de gás que em 2000, os aumentos de consumo para o mesmo período na UE-27, França, Itália e Espanha, foram de 12%, 19%, 18% e 105%, respectivamente.

Em suma, do agrupamento dos indicadores previstos pela IEA, resulta um perfil de segurança ao gás natural C, tal como indicado na Figura 5.28.

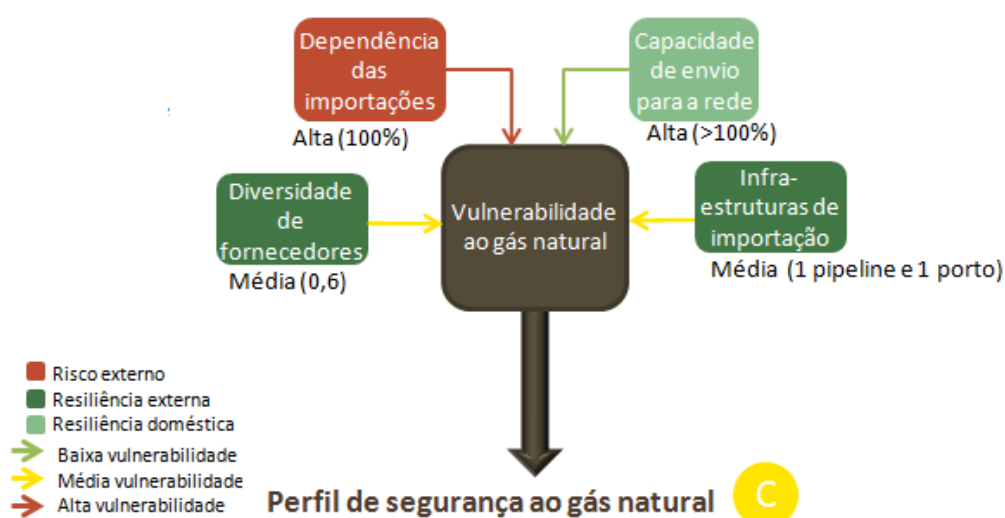


Figura 5.28. Perfil de segurança ao gás natural.

É importante assinalar que a capacidade de resiliência aos factores externos deve ser melhorada, de modo a garantir o abastecimento deste tipo de energia. A estratégia deve passar essencialmente na diversificação de fontes de abastecimento. Por outro lado, verifica-se que os investimentos têm sido adequados face à evolução de consumos na sociedade portuguesa, no entanto a aposta em armazenamento afigura-se como uma medida essencial de segurança. Em virtude dos investimentos recentes no sector, ressaltam os aumentos de capacidade de armazenamento e das capacidades técnicas máximas de emissão, pelo que num futuro próximo se esperam melhorias quanto a este tipo de vulnerabilidades, e por conseguinte aumentos da capacidade de resiliência. Por outro lado, apesar da IEA indicar uma vulnerabilidade média quanto às infra-estruturas de importação, considera-se que dado o tamanho do país, estas infra-estruturas se encontram adequadas. No entanto, e dadas as recentes descobertas em matéria de *shale gas*, o investimento em infra-estruturas de recepção de GNL, torna-se uma oportunidade para Portugal, dada a sua posição geoestratégica, podendo servir de entrada na Europa de diversas fontes de GNL.

c) CARVÃO

No estudo da vulnerabilidade relativa ao carvão, os indicadores escolhidos são a dependência energética, a diversidade e estabilidade dos fornecedores. O número e natureza de pontos de entrada é um dado que a DGEG não pode facultar por motivos de confidencialidade, pelo que não se vai poder traçar um perfil de segurança para este tipo de combustível. No entanto vão-se analisar as possíveis vulnerabilidades quanto aos factores de diversidade e estabilidade.

A dependência de Portugal das importações é de 100%, dado que o país não tem este tipo de recursos energéticos. Portugal, no período de 2000 a 2010, importou Carvão (Antracite, Coque e Hulha) de 6 a 10 países, no entanto estas importações não estavam distribuídas de forma equitativa (Figura 5.29).

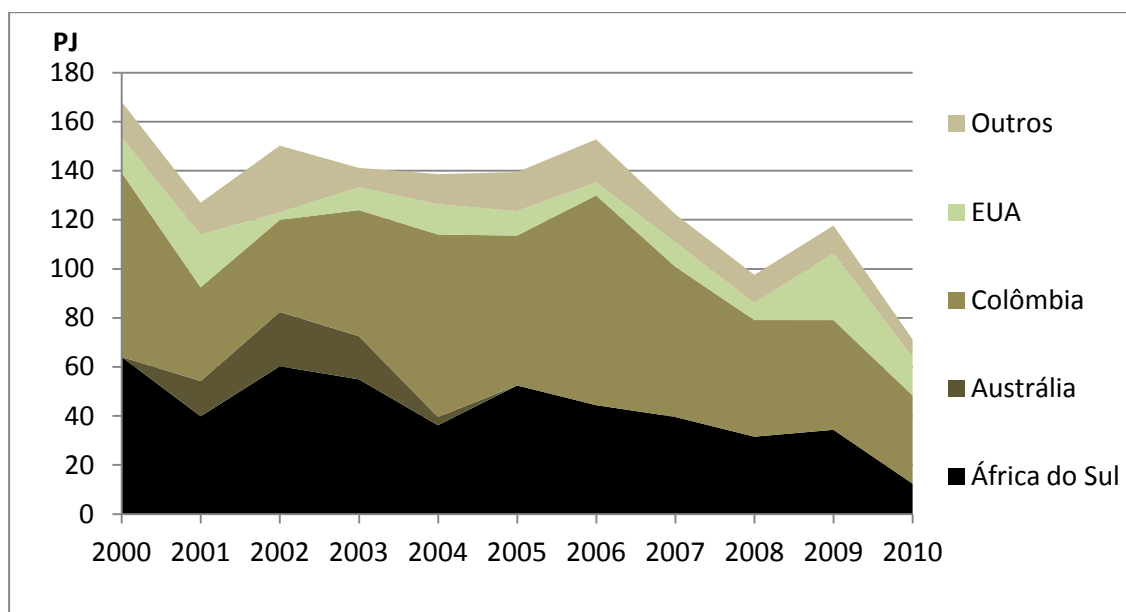


Figura 5.29. Origem das importações – carvão. Dados: DGEG.

Em 2006, pior ano estudado em termos de diversidade para esta forma de energia, 56% do carvão importado proveio da Colômbia, valor que ascende aos 85% ao adicionarem-se as importações efectuadas à África do Sul, nesse mesmo ano. Assim, embora as importações totais se dividam por 6 países, nesse ano, uma vez que apenas 2 países garantiram 85% das importações totais, o HHI acaba por assumir um valor maior (0,41). Apesar de em 2001, apenas se ter importado de 6 países, o peso de cada país no indicador HHI foi menor que nos outros anos, reflectindo uma maior equidade nas importações.

Tabela 5.14. Valores de diversidade no abastecimento do carvão

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
HHI	0,36	0,24	0,26	0,31	0,37	0,34	0,41	0,37	0,35	0,29	0,34

Em termos de estabilidade, verifica-se que este valor já é positivo ou muito perto disso. Era de se esperar uma estabilidade um pouco maior, tendo em conta os abastecedores de carvão. Ao analisar os dados verifica-se que a Colômbia tem desempenhos muito maus quanto ao indicador "Estabilidade política e ausência de violência", apesar de em termos de "Qualidade Regulamentar" o desempenho ser positivo. Uma vez que a Colômbia representa, no período de análise, entre 25% (2002) a 76% (2011), a estabilidade política decorrente das importações portuguesas acaba por ser mais baixa devido à grande contribuição da Colômbia.

Virtualmente, a maioria dos exportadores de carvão podem ser considerados "seguros" em termos geopolíticos, pelo que não se espera nenhuma disrupção por motivos políticos. No entanto, disrupções de abastecimento a curto prazo podem ocorrer devido a desastres naturais, pelo que uma gestão eficiente do abastecimento com armazenamento e diversidade no abastecimento são formas que podem reduzir o risco de disrupção a curto prazo.

Tabela 5.15. Estabilidade política – carvão. Dados: World Bank e DGEG.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Estabilidade política	3,8	*	3,5	3,5	3,9	3,8	4,1	3,7	3,7	3,5	3,5

* Não existem dados de estabilidade no ano de 2001

Dada a análise dos balanços energéticos na secção 5.1. (procura energética), verificou-se uma perda de importância do carvão no mix energético português, tal poderá ser explicado com a preocupação na redução de GEE. Deste modo, considera-se que as vulnerabilidades decorrentes da importação de carvão têm pouco peso quando comparadas com outros recursos. É importante focar o papel que a tecnologia CCS pode desempenhar no futuro e, a preços competitivos, na diversificação do mix energético (através do aumento de consumo de carvão). O carvão é regionalmente mais diverso, e provém geralmente de países estáveis, pelo que os riscos de disrupção diminuem drasticamente para este recurso. Dada a confidencialidade na divulgação dos dados, não se teve acesso a dados de armazenamento de carvão nem de infra-estruturas, pelo que a análise fica, deste modo, bastante limitada.

d) BIOCOMBUSTÍVEIS

Até 2008, a capacidade instalada na geração de biocombustíveis de 1ª geração era de 549 600 ton, e a produção total nacional, em 2007, foi de apenas 17 7191 ton. No entanto, de acordo com o LNEG, apenas 3% do óleo teve uma produção endógena, pelo que os restantes 97% resultam de importações de sementes ou de óleo.

Quanto às infra-estruturas de importação, dada a falta de dados, considera-se que o número de infra-estruturas responsáveis pela importação destes combustíveis, é o mesmo verificado nos derivados de petróleo.

Os biocombustíveis mais comuns, actualmente, são o biodiesel produzido a partir de oleaginosas (girassol, soja, colza, palma) e o bioetanol produzido a partir de cereais (milho, trigo), beterraba sacarina e biomassa florestal. Portugal, à semelhança de outros países europeus, iniciou a produção de biocombustíveis pelo biodiesel, produzido a partir de oleaginosas. Apesar de não ter havido uma grande aposta, em 2007, na produção de girassol nacional, a área contratualizada com os agricultores atingiu 17,6 mil hectares, o que representou um aumento de 126% face a 2006. Verificou-se também um acréscimo muito significativo na produtividade do girassol, que atingiu os 800 kg/ha. A produção agrícola de culturas totais temporárias (incluindo outros produtos para além da produção do girassol) teve um crescimento na ordem dos 3%, entre 2006 e 2007.

Posto isto, Portugal apresentou um perfil de segurança B, relativamente ao biodiesel (Figura 5.30).

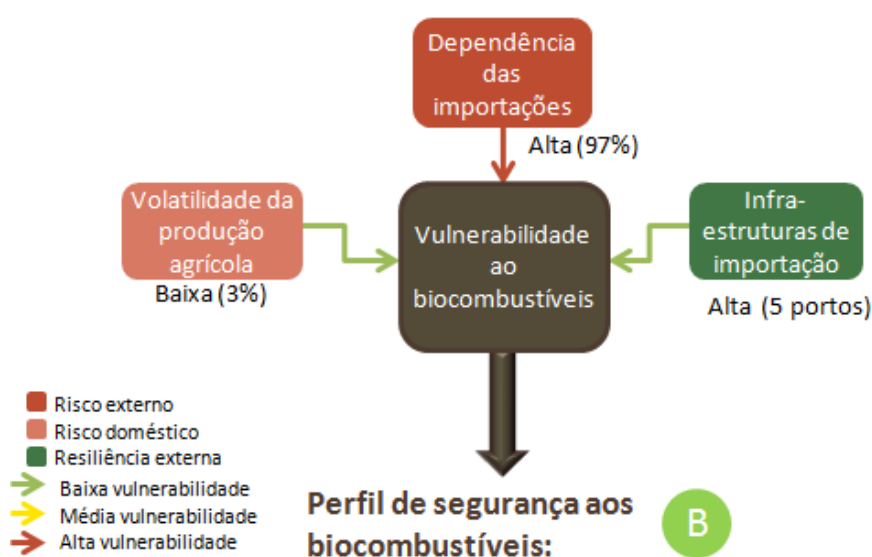


Figura 5.30. Principais resultados na avaliação das vulnerabilidades aos biocombustíveis.

5.1.3. INDICADORES AMBIENTAIS

Relativamente à dimensão ambiental, consideraram-se o indicador Non-Carbon Fuel Portfolio (NCFP) e as emissões decorrentes o sistema energético, bem como as emissões *per capita* e por unidade de GDP.

NON-CARBON FUEL PORTFOLIO

Tal como já foi explicado na metodologia, o Non-Carbon Fuel Portfolio (NCFP), tenta quantificar o progresso das economias na diversificação de fontes, através do aumento da proporção de renováveis no mix energético. A Figura 5.31 mostra que este indicador não suscita grande interesse no período 2000-2010, uma vez que os resultados são muito semelhantes ao oposto da dependência energética. Indica por isso, valores próximos da auto-suficiência de Portugal no mix energético, uma vez que, as importações de renováveis, no período de análise, foram muito reduzidas.

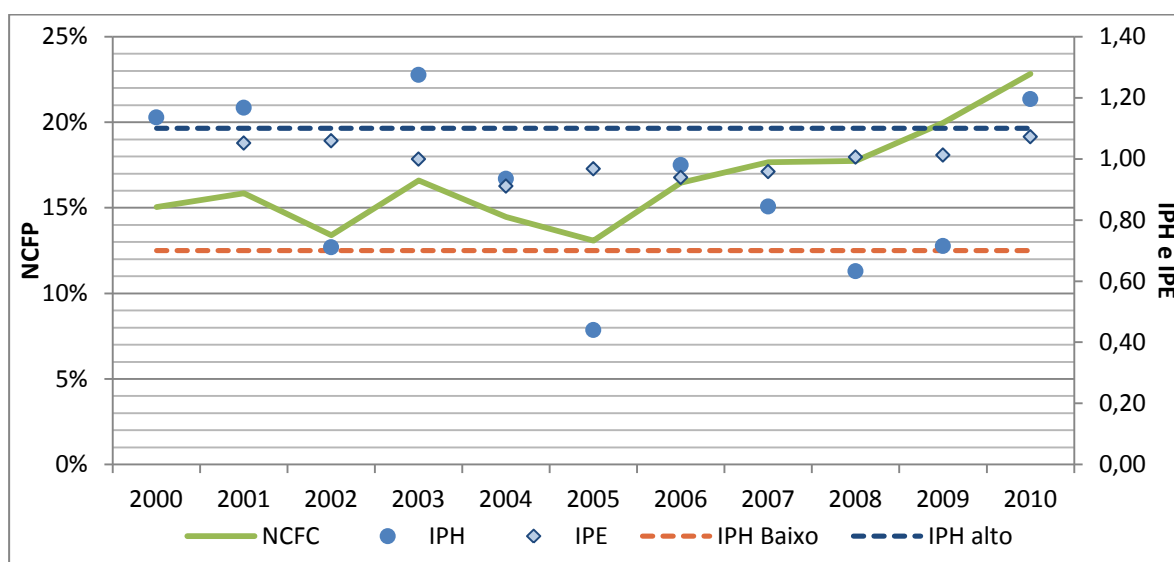


Figura 5.31. Evolução do Non-Carbon fuel portfolio no período histórico. Dados: DGEG

Desta forma, o NCFP varia opostamente ao indicador de dependência energética, evidenciando valores maiores em anos húmidos.

EMISSIONES

O estudo das emissões é importante no âmbito da política energética europeia, uma vez que existem imposições que devem ser feitas na utilização de energia de modo a limitar as emissões. Desta forma, vai-se avaliar a evolução de emissões no período histórico, em particular as resultantes do sector energético.

A Figura 5.32 mostra que as emissões relacionadas com a energia contribuem em cerca de 70% das emissões totais. Das emissões relacionadas com a energia, verifica-se que a grande maioria deriva da transformação da energia e do sector dos transportes, contribuindo em cerca de 70% das emissões relacionadas com a queima de combustíveis (50% das emissões totais). Em relação aos níveis de 2000, Portugal aumentou as suas emissões especialmente em anos secos devido à compensação de fósseis no sector eléctrico. No entanto, a partir de 2006, tem-se registado diminuições, especialmente devido ao esforço de diversificação do mix energético, em matéria de renováveis. Em 2010, ocorreu uma redução de 9% das emissões em relação aos níveis de 2000, devido principalmente a reduções na transformação de energia (redução de cerca de 70% das emissões em relação a 2000) e ao sector industrial e da construção (redução de cerca de 80% das emissões em relação ao mesmo período).

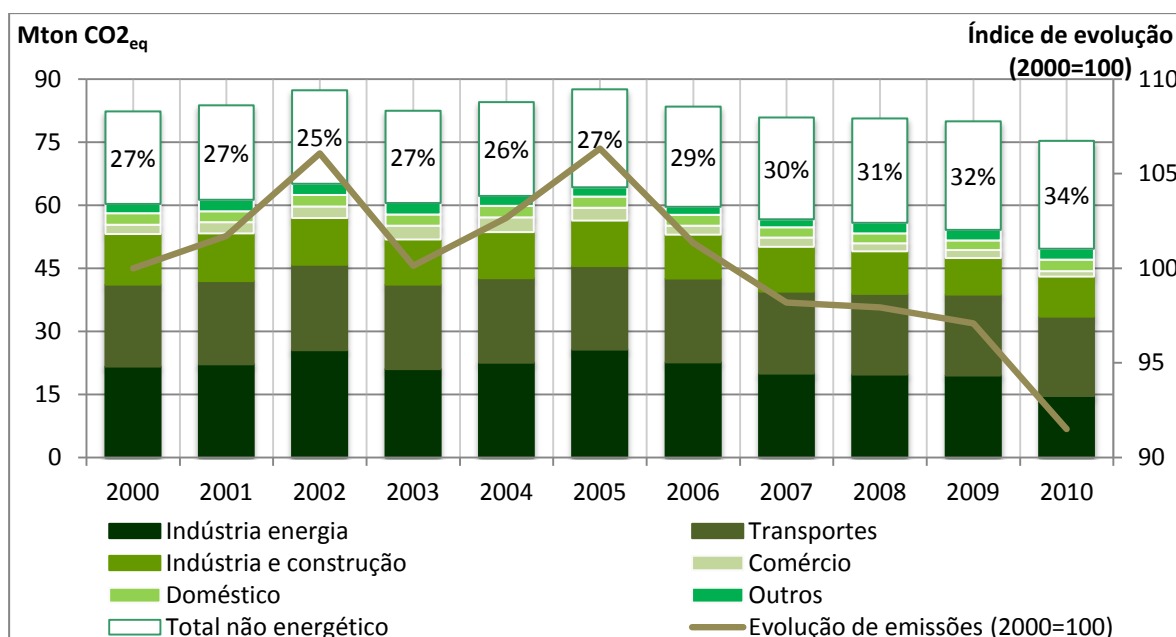


Figura 5.32. Emissões de GEE totais. Dados: Eurostat

Apesar das emissões de GEE *per capita*, em Portugal, estarem entre as mais baixas da UE (5 344 kg CO₂ *per capita* em 2010, sendo que a média da UE-27 é de 8 321 kg CO₂ *per capita*), a intensidade de carbono no PIB, bem como a intensidade energética portuguesas encontram-se acima da média europeia como se pode ver na Figura 5.33.

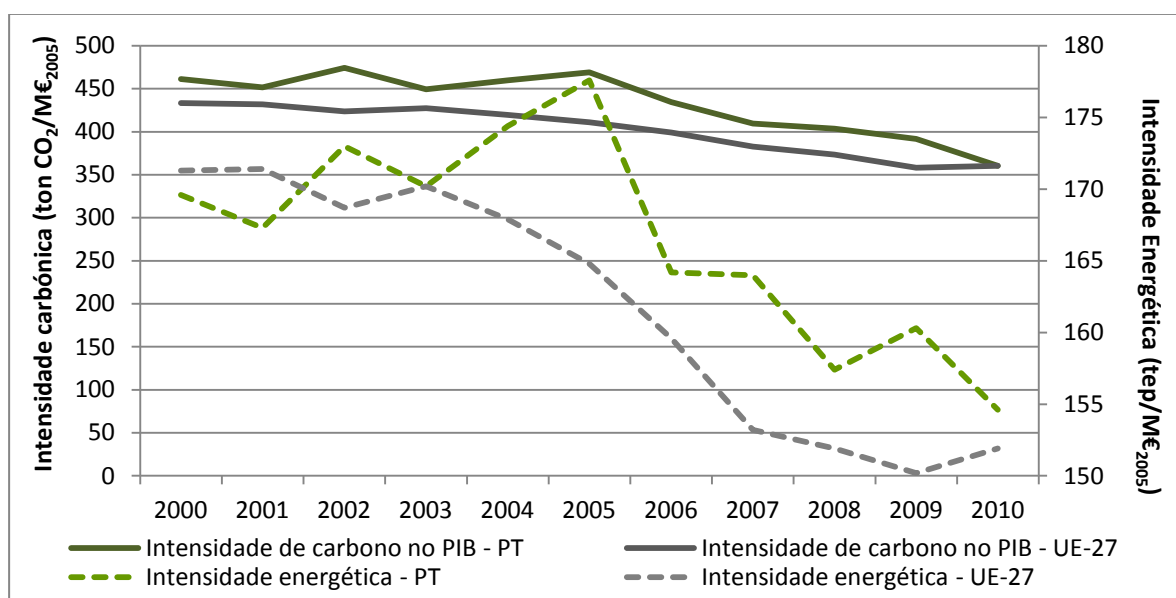


Figura 5.33. Intensidade carbónica do PIB. Dados DGEG e INE.

Há portanto, grandes oportunidades com ganhos em eficiência energética. Com aumentos de eficiência energética, espera-se que o consumo de energia seja menor pelo que aumenta a segurança energética a disrupções. As acções que se têm visto, no âmbito de redução de emissões,

passam pela maior contribuição de renováveis no mix energético português, (medidas do lado da oferta), no qual se tem apostado em alternativas mais “limpas” para o mix energético. É importante mais uma vez focar a importância dos biocombustíveis no âmbito das emissões de GEE. O sector dos transportes é o sector onde é mais difícil a substituição das formas convencionais de energia. Por outro lado, o sector dos transportes tem uma larga contribuição para as emissões, pelo que os biocombustíveis podem vir a desempenhar um papel muito importante.

5.1.4. INDICADORES ECONÓMICOS

Portugal, enquanto país altamente dependente dos combustíveis fósseis, encontra-se vulnerável a variações nos preços dos bens energéticos. Por outro lado, e de acordo com a revisão feita, os preços do petróleo não devem reduzir pelo menos num futuro próximo, pelo que o crescimento da economia portuguesa pode ser afectado.

Nesta secção, vão-se analisar indicadores de preços e de despesas com produtos energéticos e o seu peso nas contas nacionais. De seguida serão analisados os índices de vulnerabilidade do petróleo, gás natural, carvão e biocombustíveis.

PREÇOS ENERGÉTICOS E DESPESAS

Do lado da oferta, em caso de disrupção ou de perturbações de abastecimento, manifesta-se nos preços. Do lado da procura, o consumo de qualquer bem, depende do rendimento disponível das famílias. No entanto, tal como já foi discutido anteriormente, parece que face aos preços altos sentidos no ano de 2008, não se manifestaram reduções de procura no transporte rodoviário. Pelo que se vai analisar a relação entre a evolução dos preços dos bens energéticos e o rendimento médio das famílias.

O mercado de petróleo que serve de referência a Portugal é o *Brent*, cuja representação das cotações encontram-se apresentadas na Figura 5.34.

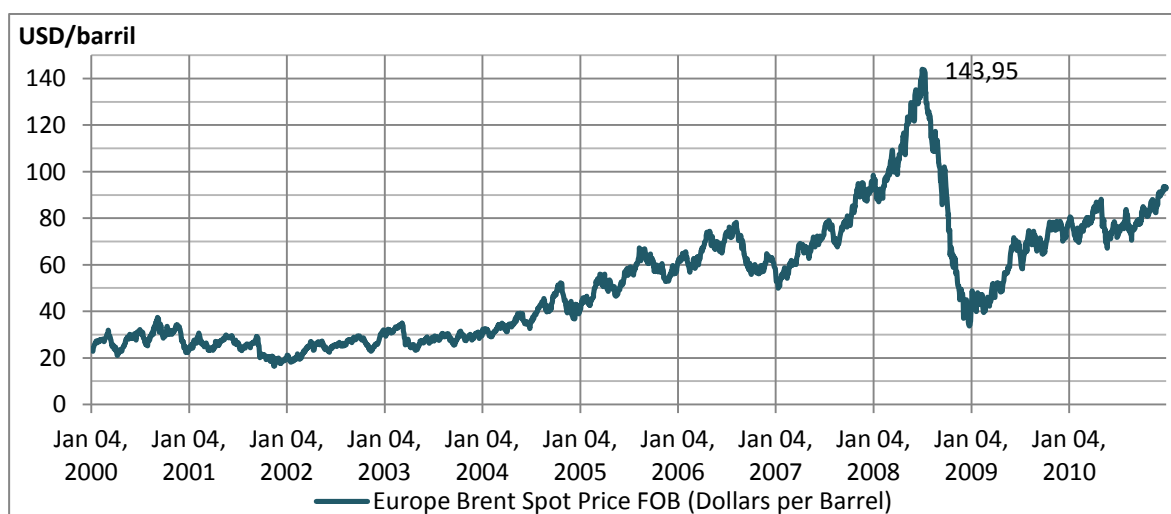


Figura 5.34. Evolução dos preços do *Brent* (diário) em USD por barril (valores correntes). Dados: US Energy Information Administration.

Em 2008, é notório o efeito da elevada procura internacional de petróleo, com um aumento tal, que o barril de petróleo chegou a cerca de 144 USD em Julho desse mesmo ano. Desta forma, os preços dos produtos petrolíferos, bem como do gás natural seguiram essa tendência. Os preços de importação de cada produto energético encontram-se na Tabela 5.16.

Tabela 5.16. Preços constantes médios de importação dos recursos energéticos fósseis e peso da energia na balança de mercadorias. Fonte: DGEG.

	Crude (€ ₂₀₀₀ /ton)	Gasolina (€ ₂₀₀₀ /ton)	Gasóleo (€ ₂₀₀₀ /ton)	Fuelóleo (€ ₂₀₀₀ /ton)	Carvão (€ ₂₀₀₀ /ton)	Gás Natural (€ ₂₀₀₀ /Nm ³)	Peso da energia na balança de mercadorias FOB
2000	214,40	288,79	232,16	153,11	34,65	0,158	9,8%
2001	182,19	257,65	278,14	130,66	41,94	0,162	9,4%
2002	149,80	249,48	213,70	143,02	32,14	0,130	9,3%
2003	163,97	235,77	234,02	143,28	29,53	0,145	10,3%
2004	192,56	306,21	249,64	148,17	40,94	0,120	11,0%
2005	244,09	328,05	335,79	160,46	46,30	0,151	14,6%
2006	299,95	415,86	366,22	251,89	38,86	0,166	15,5%
2007	299,40	329,79	400,64	210,77	45,01	0,149	14,7%
2008	391,52	384,93	445,75	259,13	75,09	0,160	17,6%
2009	256,14	309,80	293,67	165,73	45,04	0,114	13,4%
2010	337,59	453,85	402,24	279,37	52,32	0,198	15,2%

Em concordância com o que se passou no mercado internacional, verifica-se a mesma tendência na variação de preços dos produtos importados para Portugal, salientando-se os aumentos verificados em 2008, na qual a tonelada de crude atingiu cerca de 390€₂₀₀₀. Deste modo, todos os preços dos produtos petrolíferos aumentaram bastante, bem como o do gás natural, uma vez que é indexado ao preço do petróleo. Apesar da recente viragem tecnológica na exploração de *shale gas*, ganhando peso no mercado desde 2007, os preços de importação de gás natural continuam a seguir as tendências do crude, devido aos contratos existentes. Já os preços de carvão, não têm relação com os preços de crude, como se pode verificar na tabela. Os elevados preços deste recurso energético no ano de 2008, devem-se a factores relacionados com problemas na exportação ou de necessidade de consumo, por parte dos países fornecedores, como por exemplo as cheias ocorridas na Austrália e a grande necessidade de consumo, nesse ano por parte da África do Sul. Por outro lado, constata-se que a energia tem um peso médio na balança de importações portuguesa, de 14%. É importante notar que em 2008, o peso das importações na balança comercial portuguesa atingiu 18%, pelo que os preços de energia podem afectar largamente a economia portuguesa.

Posto isto, calcularam-se as despesas decorrentes das importações dos défices verificados para cada recurso de energia, como mostrado na Figura 5.35. A Figura 5.36 mostra a evolução das despesas com os recursos energéticos fósseis. No caso do fuelóleo, uma vez que Portugal, em 2006, passa à condição de exportador deste recurso, verificam-se valores negativos, o que se traduz em receitas para o país. Por outro lado, verificam-se maiores despesas de gás natural, de carvão e de fuelóleo nos anos secos, devido a maiores importações destes recursos, de modo a compensar as perdas da hídrica.

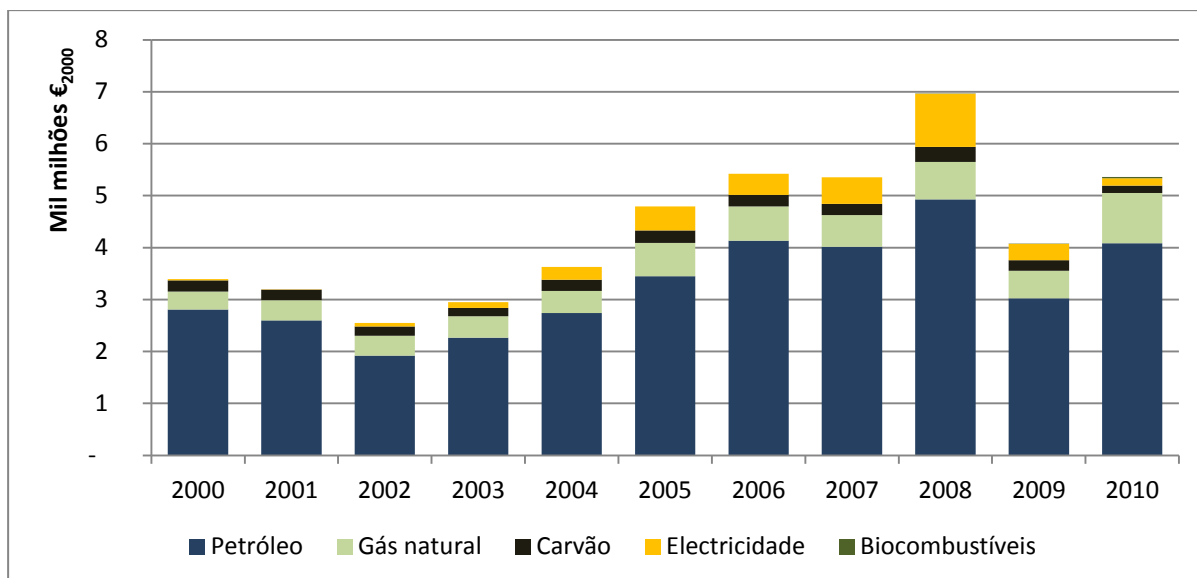


Figura 5.35. Despesas com a energia total importada (10^3 M€_{2000}). Dados: DGEG.

A evolução das despesas segue o mesmo comportamento que as despesas com a importação de crude, cuja representação nas despesas totais no período de análise, varia de entre 68% (2002) a 80% (2008). Em 2008, foi o ano no qual se verificaram maiores despesas com energia, devido aos altos preços de importação sentidos nesse ano, nos mercados internacionais. O peso das despesas no PIB variam, para os anos estudados de 2 a 4%. Uma vez que o PIB português variou, no período analisado, no máximo em 3% (relativamente ao ano anterior), uma redução da factura energética na ordem dos 2% (em função do PIB), torna-se importante em termos de impacto das despesas de energia na economia portuguesa. Desta forma, as renováveis afiguram-se como uma oportunidade na poupança da factura energética.

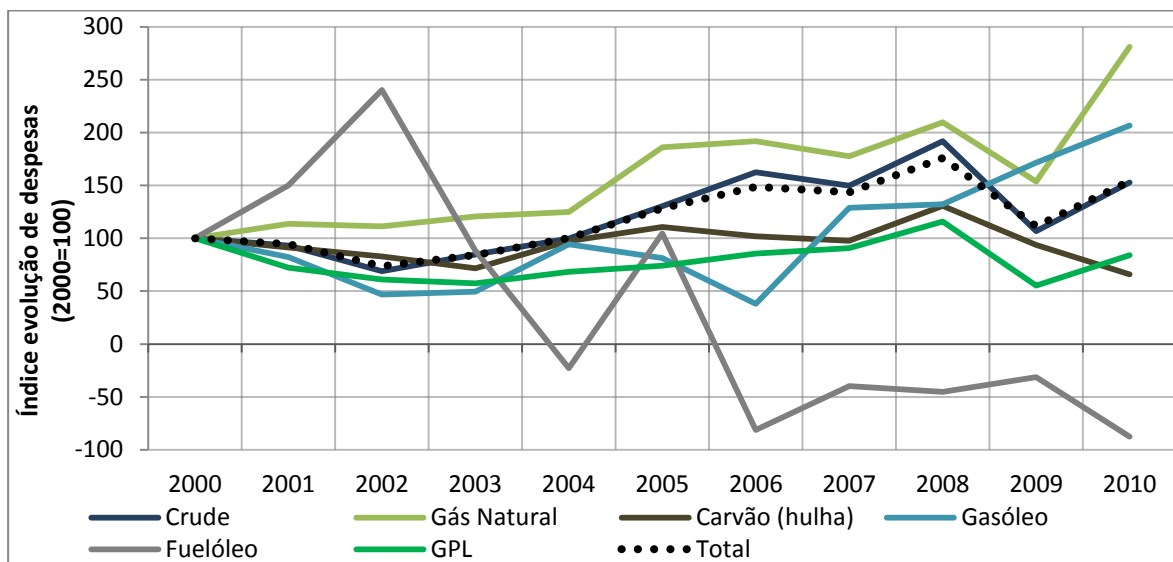


Figura 5.36. Evolução das despesas decorrentes das importações dos recursos fósseis, ano base 2000=100. Dados: DGEG.

É importante salientar que se consideraram os défices para os produtos petrolíferos, uma vez que o que não é consumido é exportado, cujo cálculo se baseou nos balanços energéticos disponíveis no site da DGEG. No entanto, de acordo com os dados relativos às importações e exportações para os produtos petrolíferos, também disponibilizados pela DGEG, os valores não se encontram em

conformidade com os défices calculados. Não há consistência nos dados fornecidos pela DGEG, um exemplo disso, é que de acordo com os défices, Portugal exporta jets, de acordo com as importações e exportações por fonte de abastecimento, Portugal surge como um importador líquido. Em conformidade com o que foi calculado, consideraram-se os défices decorrentes do modelo energético. A DGEG não apresenta os preços médios de importação/exportação para todos os derivados, pelo que se teve de considerar a relação média dos preços entre os derivados de petróleo e o crude (relação feita para os anos em que havia informação para tal). Observando a Tabela 5.17, verifica-se que não houve reduções ao nível do rendimento médio das famílias, em 2008, face o ano anterior. Deste modo, justifica-se a não redução da procura do gasóleo no transporte rodoviário. É evidente, portanto, a rigidez da procura nos combustíveis petrolíferos, no curto prazo.

Tabela 5.17. Preços de venda ao público e rendimento médio disponível das famílias. Dados: DGEG e Pordata.

Ano	Gasolina I.O.98 (Eur/litro)	Gasolina I.O.95 (Eur/litro)	Gasóleo (Eur/litro)	GPL (Eur/litro)	Rendimento médio disponível das famílias (€)
2000	0,90	0,87	0,68	0,439	25.457
2001	0,95	0,91	0,68	0,485	25.621
2002	0,97	0,92	0,67	0,459	25.400
2003	1,02	0,97	0,71	0,474	24.829
2004	1,098	1,033	0,789	0,500	24.745
2005	1,219	1,149	0,939	0,550	24.675
2006	1,354	1,279	1,044	0,592	24.248
2007	1,409	1,322	1,081	0,597	24.535
2008	1,482	1,386	1,260	0,668	24.852
2009	1,316	1,235	1,003	0,572	24.253
2010	1,437	1,373	1,153	0,677	24.542

ÍNDICE DE VULNERABILIDADE

Quanto ao índice de vulnerabilidade ao petróleo, tal como já foi mencionado, este avalia a vulnerabilidade de uma economia através da agregação de indicadores de mercado e indicadores do lado da oferta. Ao analisar a Figura 5.37, verifica-se que a vulnerabilidade quanto ao petróleo tem melhorado significativamente, devido essencialmente a uma melhoria do factor MRC, que relaciona a diversidade com a estabilidade política. Quanto à estabilidade política, tal como já se viu nas secções anteriores, não existem grandes evoluções, no entanto a maior diversidade confere maior segurança ao sistema. Por outro lado, Portugal tem demonstrado uma certa dissociação entre o consumo de petróleo e o crescimento económico. Também se verifica, que o valor das importações no PIB tem aumentado o seu peso, devido aos aumentos dos preços deste tipo de combustíveis ocorridos nos últimos anos, contribuindo para um ligeiro aumento de vulnerabilidade de 2008 face a 2007.

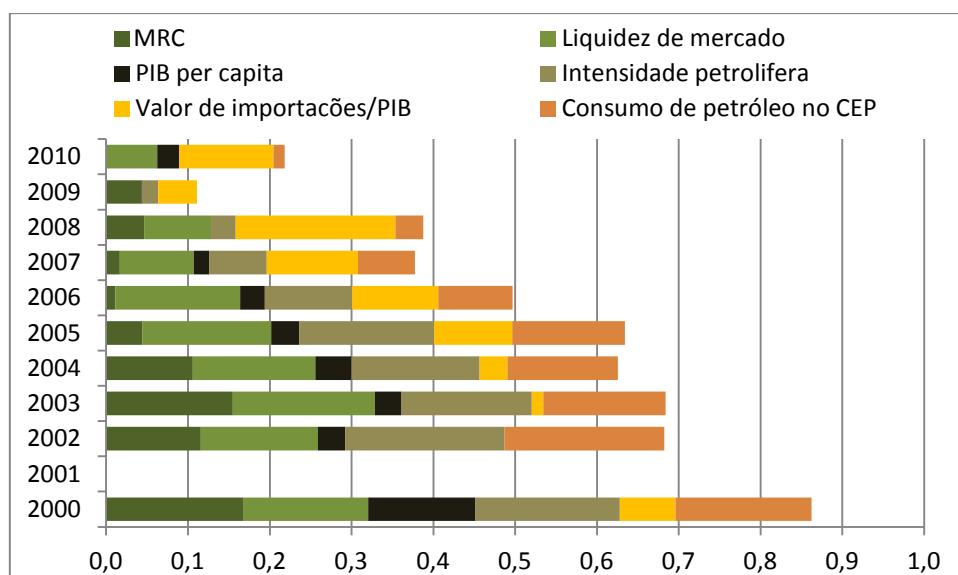


Figura 5.37. Índice de vulnerabilidade ao petróleo e relativas contribuições de cada indicador.

É importante referir que para o cálculo deste indicador é necessário normalizar os dados, pelo que eles apenas reflectem o peso relativo. Deste modo, apresentam-se os resultados para os indicadores na que compõe o índice de vulnerabilidade na Tabela 5.18. Verifica-se, que Portugal tem melhorado o seu desempenho global ao nível de todos os indicadores. No entanto, destaca-se que o peso do valor das importações no PIB tem vindo a piorar devido à existência de altos preços de energia no mercado internacional e ao fraco crescimento económico. De acordo com Gupta (2008), a média europeia, em 2004, atinge o valor 17 690€₂₀₀₀ (Japão com valor 31 055€₂₀₀₀ e Índia com 538€₂₀₀₀). Quanto à liquidez de mercado, esta melhora substancialmente, devido ao decréscimo das importações, mas fundamentalmente, devido a um aumento da quantidade comercializada internacionalmente. Em 2004, a média europeia para este indicador é de 237, já no caso dos EUA é de apenas 5 (o que significa que as importações mundiais são maiores em apenas 5% das importações dos EUA). A intensidade de petróleo no PIB, em 2004, indica valores próximos das intensidades verificadas para os países da Polónia e da Hungria. Quanto ao risco de concentração de mercado, os valores melhoraram substancialmente, entre 2000 e 2010, o que reflecte que a diversificação das fontes abastecedoras, em torno de países mais estáveis. No que concerne ao consumo de petróleo no CEP, Portugal é o mais vulnerável de uma gama vasta de países incluído no estudo de Gupta (2008). De facto, ao analisar os valores, Portugal tem muito baixa diversidade no mix energético primário, dependendo do petróleo, em 2004, em 58%, nos EUA 41% do consumo de energia primária provém do petróleo.

Tabela 5.18. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao petróleo

	Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado		
	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i> (10 ³ € ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade petrolífera (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de petróleo no CEP (%)
2000	0,93	142,5	10,1	5,1	2,9	61,3
2001	¹	146,0	12,3	5,0	2,2	62,2
2002	0,76	138,5	12,5	5,2	1,7	62,2
2003	0,89	156,0	12,5	4,9	1,8	59,2

2004	0,73	162,7	12,3	4,9	2,0	58,2
2005	0,53	165,2	12,5	5,0	2,7	58,4
2006	0,42	186,7	12,5	4,4	2,8	55,3
2007	0,44	207,9	12,7	4,1	2,9	53,8
2008	0,54	223,6	13,0	3,8	3,8	51,5
2009	0,53	226,4	13,0	3,7	2,2	49,2
2010	0,39	239,5	12,6	3,5	2,9	50,1

¹ Não há dados de estabilidade política para o ano 2001

Já os resultados para este índice, relativos ao gás natural, revelam uma tendência de maior vulnerabilidade da economia portuguesa ao gás. O consumo de gás natural no CEP contribui, ao longo dos anos, para uma maior vulnerabilidade, como se pode verificar na Figura 5.38.

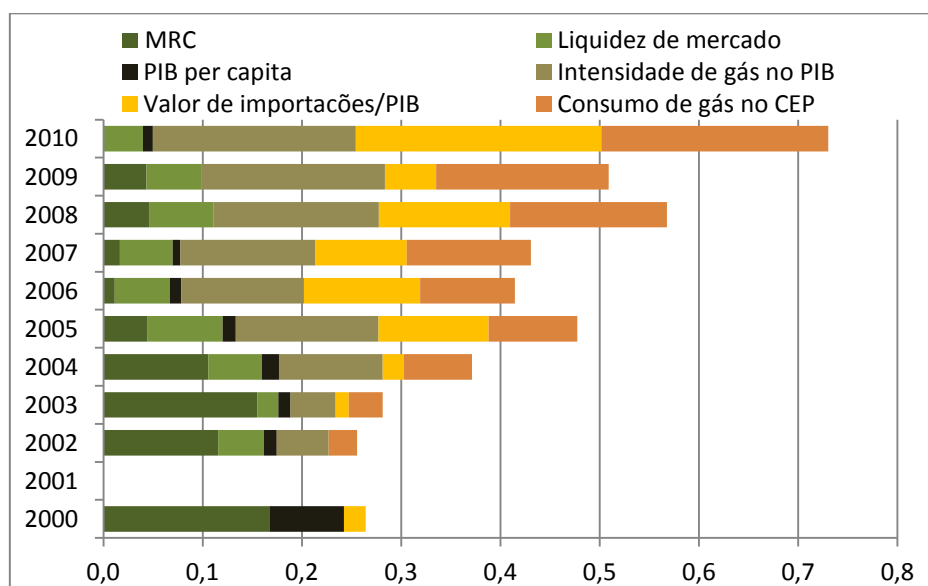


Figura 5.38. Índice de vulnerabilidade ao gás e relativas contribuições de cada indicador.

A Tabela 5.19, mostra que o indicador de risco de concentração de mercado, apresenta valores bastante mais elevados do que no caso do petróleo, devendo-se à grande concentração de mercado em zonas instáveis. Outro factor de destaque prende-se com a rápida evolução do consumo de gás no mercado português, que se tem vindo a traduzir em intensidades de gás na economia crescentes.

Tabela 5.19. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao gás natural

	Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado		
	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i> (10 ³ € ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de gás (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de gás no CEP (%)
2000	4,8	228,8	10,1	0,7	0,3%	10,1%
2001	¹	220,4	12,3	0,7	0,3%	10,8%
2002	4,4	190,9	12,5	0,9	0,3%	12,1%
2003	4,2	211,4	12,5	0,9	0,3%	12,4%
2004	4,0	184,5	12,3	1,1	0,3%	14,8%
2005	2,3	166,3	12,5	1,2	0,5%	16,2%
2006	3,3	183,3	12,5	1,1	0,5%	16,6%
2007	4,2	185,1	12,7	1,2	0,5%	18,6%
2008	3,2	175,9	13,0	1,3	0,5%	20,8%

2009	2,5	183,5	13,0	1,3	0,4%	21,9%
2010	3,0	196,2	12,6	1,4	0,7%	25,6%

¹ Não há dados de estabilidade política para o ano 2001

Relativamente ao carvão, verifica-se que a vulnerabilidade tem vindo a decrescer, muito devido à redução do consumo de carvão, que se reflecte nos indicadores da liquidez de mercado (há maior liquidez), menor intensidade no PIB, menor consumo de carvão. Seria de se esperar que os anos que apresentassem maiores valores de vulnerabilidade correspondessem aos anos secos, mas tal não se verificou.

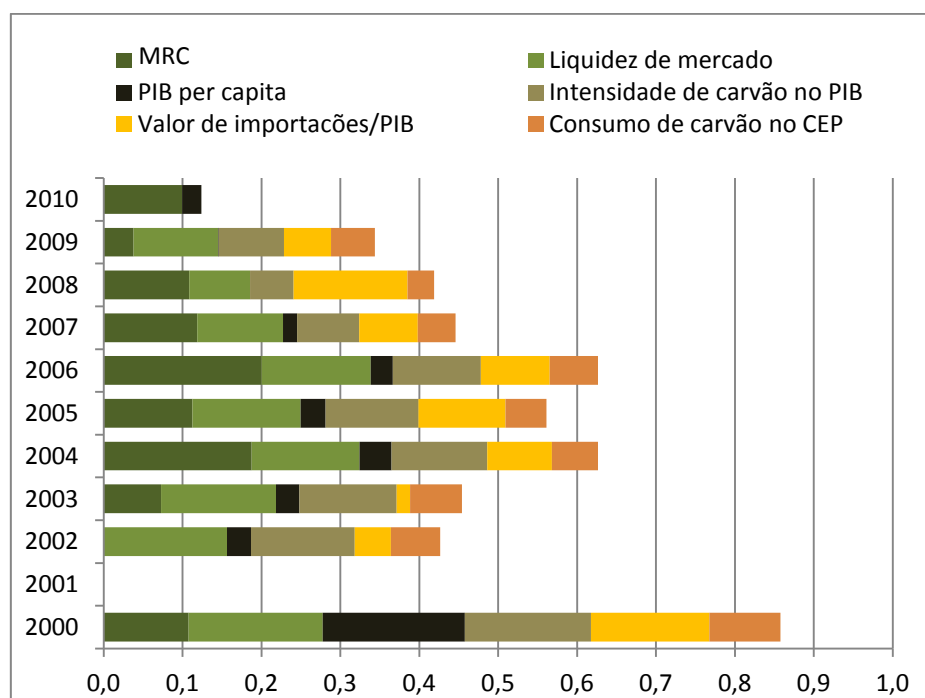


Figura 5.39. Índice de vulnerabilidade ao carvão e relativas contribuições de cada indicador.

A Tabela 5.20 mostra, em linha com o que foi dito anteriormente, que o carvão está a perder peso no mix energético português. O que se reflecte em todos os indicadores utilizados para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao carvão. Desta forma e à medida que o peso do consumo de carvão no mix energético diminui, também decresce o valor das importações no PIB, bem como a intensidade de carvão.

Tabela 5.20. Indicadores para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao carvão

	Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado		
	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i> (10 ³ € ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de carvão (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de carvão no CEP (%)
2000	0,92	105,3	10,1	1,3	0,2%	18,1%
2001	¹	148,7	12,3	1,0	0,2%	15,2%
2002	0,61	128,7	12,5	1,1	0,1%	15,4%
2003	0,82	146,9	12,5	1,1	0,1%	15,8%
2004	1,15	162,0	12,3	1,1	0,2%	15,1%
2005	0,94	161,7	12,5	1,1	0,2%	14,4%
2006	1,19	159,1	12,5	1,0	0,2%	15,3%
2007	0,95	209,9	12,7	0,9	0,2%	14,1%

2008	0,92	264,3	13,0	0,8	0,2%	12,7%
2009	0,72	213,1	13,0	0,9	0,2%	14,8%
2010	0,90	396,2	12,6	0,5	0,1%	9,4%

¹ Não há dados de estabilidade política para o ano 2001

Quanto aos biocombustíveis, por falta de dados suficientes que garantissem o cálculo deste índice, não foi efectuar estes cálculos. Deste modo, optou-se por analisar cada um dos indicadores apenas para o ano de 2007, uma vez que é o único ano em que os dados são fiáveis. Por outro lado, uma vez que representam tão pouco, em termos de intensidades e consumos, que os valores que se iriam obter para este índice, muito provavelmente não teriam grande interesse. É importante notar que quando se fala em biocombustíveis em Portugal, trata-se de biodiesel.

A utilização dos biocombustíveis é uma prioridade no seio da UE, com vista a uma descarbonização do sector dos transportes. O Decreto-lei nº 49/2009 define quotas mínimas de incorporação de biocombustíveis no gasóleo rodoviário em 10% de volume em 2010. Perante os dados da DGEG, Portugal não chegou a ter uma incorporação de 5%. É importante referir que os biocombustíveis de 1ª geração reduzem 50% de emissões face aos alternativos fósseis, constituindo assim, uma forma de inversão das emissões no sector dos transportes.

Até 2008, a capacidade instalada na geração de biocombustíveis de 1ª geração era de 549 600 ton, e a produção total nacional em 2007 foi de apenas 17 7191 ton. No entanto, de acordo com o LNEG, apenas 3% do óleo teve uma produção endógena, pelo que os restantes 97% foram importações de sementes ou de óleo. As importações de sementes representaram 82% da produção total em 2007. As importações de sementes correspondem a importações de semente de soja, de colza e de girassol, quanto ao óleo vem na forma de oleína de palma. As importações provêm de países como o Brasil, Paraguai, Espanha, EUA, Indonésia e Malásia, por exemplo. Posto isto, no que concerne à estabilidade dos países importadores, este tipo de combustíveis, em comparação com os substitutos fósseis, constitui maior segurança no abastecimento destes combustíveis. As importações de óleo apenas constituiu 15% do consumo total (26 654ton), e trocas comerciais internacionais representaram cerca de 330 vezes as importações portuguesas (Ecofys, 2011). Quanto ao comércio das sementes, não se encontraram dados para a comparação. Com estas importações de biodiesel (apenas considerando óleo) o estado português gastou cerca de 17 294 287 €₂₀₀₀. Verifica-se que o preço de importação do biodiesel por tonelada é mais caro, quando comparado com os seus possíveis substitutos.

De acordo com a IEA (2008a), a maioria das formas de biodiesel só pode competir, sem subsídios, com preços de petróleo altos. Com os aumentos de preços dos óleos vegetais em 91%, entre 2004 e 2007, houve uma deterioração da rentabilidade de biodiesel. O custo da produção de biodiesel (colza) na UE foi 3 vezes superior ao custo de produção em 2007. Desta forma é imperativo a utilização subsídios e isenções fiscais de modo a reduzir os custos.

5.2. HORIZONTE 2050

Nesta secção vai-se avaliar a forma como evolui o consumo energético em Portugal até ao horizonte 2050, para dois cenários, um com um limite de emissões de GEE em 70% e outro sem restrições de

emissões (GEE_CAP e REF, respectivamente). Desta forma espera-se avaliar o modo como o modelo energético evolui devido à existência de um tecto de emissões alto e de que modo este limite afecta a vulnerabilidade do sistema energético português. A análise feita nesta secção incidirá apenas nos indicadores de procura energética, indicadores ambientais e indicadores económicos, pelos motivos expostos na secção 4.5.

5.2.1. INDICADORES DE PROCURA ENERGÉTICA

Os dados de população e PIB resultam de dados foram obtidos no âmbito do projecto HybCO2, sendo uma das entradas de informação ao modelo para cenarização. Na Figura 5.40, encontram-se os dados de população para o ano horizonte 2050. Quanto à população, verifica-se um crescimento da população residente na ordem dos 16% em relação aos níveis de 2000. Já no que concerne ao PIB, verifica-se um grande crescimento económico até ao ano de 2050.

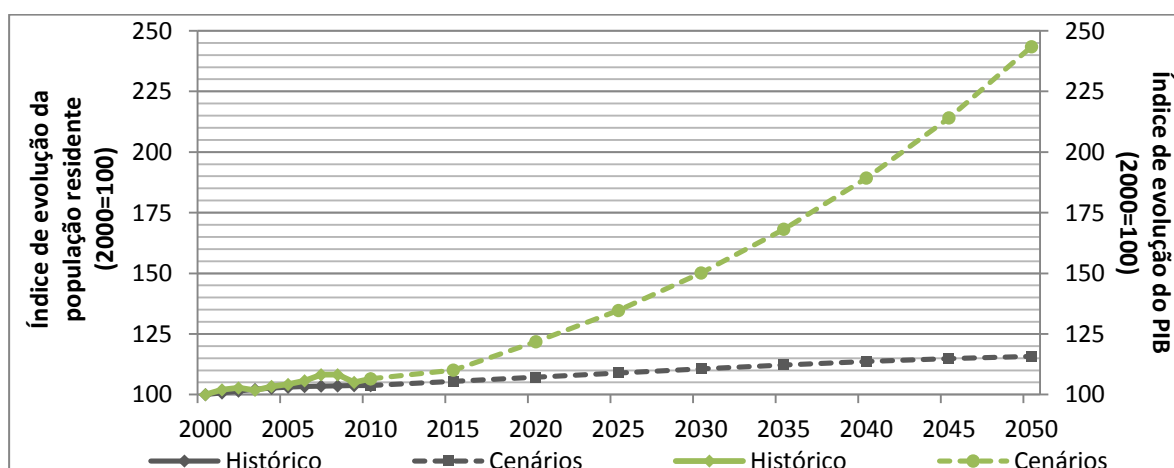


Figura 5.40. Índice de crescimento da população residente em Portugal, no horizonte 2050 (2000=100).

Quanto ao consumo de energia primária (CEP), os dois cenários apresentam um comportamento muito semelhante, tal como se pode observar na Figura 5.41. É importante notar que o valor verificado para o CEP no cenário GEE_CAP é ligeiramente superior ao valor verificado no cenário de referência. Tal poderá ser explicado pelo facto de ser necessário maior consumo de energia quando se trata de renováveis face às fósseis (por exemplo o poder calorífico do biodiesel é consideravelmente inferior ao do diesel).

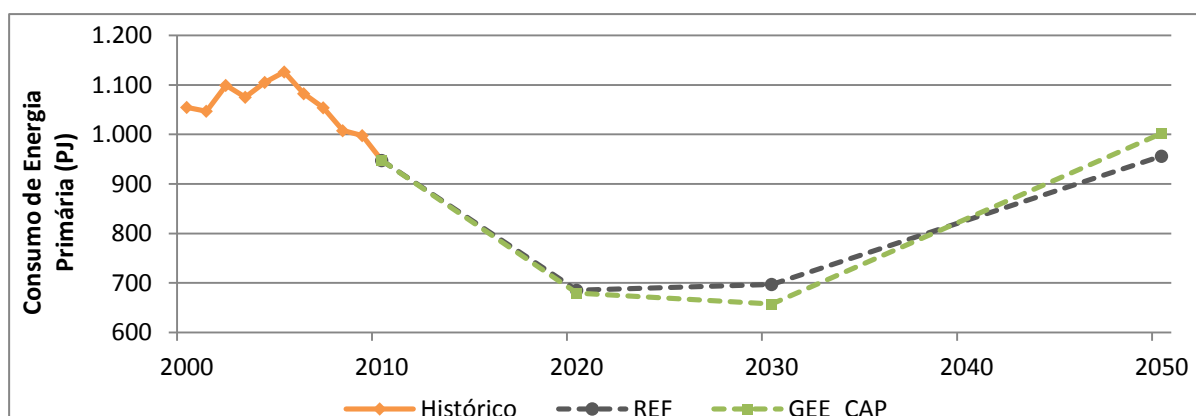


Figura 5.41. Evolução do consumo de energia primária para o horizonte 2050.

Na Tabela 5.21, encontram-se os valores para os indicadores de consumo de energia primária *per capita* e de PIB *per capita*. Os consumos de energia *per capita*, quase não diferem entre si e verificam-se largas reduções deste valor no período 2010 e 2020, acompanhado por um crescimento ligeiro do PIB. Desta forma, pode-se inferir uma certa dissociação entre o consumo de energia e o crescimento económico. Em 2050, o consumo de energia aumentou bastante (80 GJ/hab), correspondendo ainda assim, a um decréscimo de 11% face ao valor verificado em 2010.

Tabela 5.21. Evolução da energia *per capita* para o ano horizonte 2050

	CEP <i>per capita</i> (GJ/hab)		PIB <i>per capita</i> (1000€ ₂₀₀₀ /hab)
	REF	GEE_CAP	
2010	89	89	13
2020	63	63	14
2030	62	59	17
2050	80	80	26

Quanto à intensidade energética, prevê-se uma redução acentuada, na qual em 2050 se atinge 3 GJ/1000€₂₀₀₀ (Figura 5.42). Em 2010 a intensidade energética de Portugal era de 7,1 GJ/1000€₂₀₀₀, o que perfaz uma redução em 2050, face 2010 de 57%. É importante assinalar, que há uma dissociação entre o crescimento económico e a procura de energia nos dois cenários.

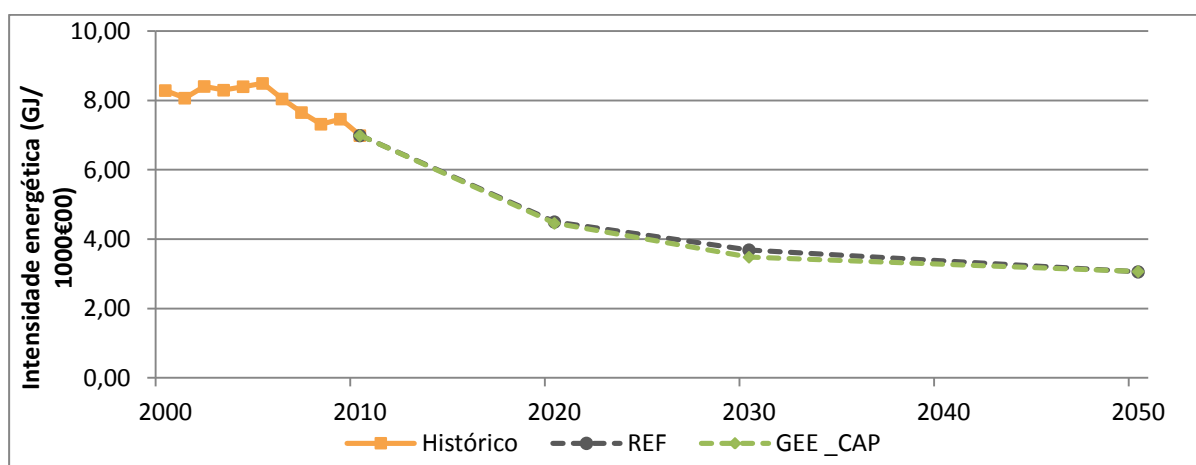


Figura 5.42. Intensidade energética para o horizonte 2050.

Verifica-se em ambos cenários aumentos de contribuição por parte da eólica, na ordem dos 116% para o cenário de referência e de 407% no cenário GEE_CAP, face aos níveis de 2010. Por outro lado, também há um aumento significativo das fontes energéticas solar, geotérmica e ondas (representadas pela categoria electricidade no gráfico da Figura 5.43). É importante assinalar, um grande aumento de *share* de bioenergia, no modelo energético para 2050, no cenário GEE_CAP, passando a contribuir para o CEP em cerca de 30%. Este aumento é caracterizado com uma proporção considerável de importações (75% em relação ao consumo total de bioenergia). As importações de bioenergia passam, assim, a representar 46% do total de importações. Verifica-se por outro lado, uma perda de peso das fósseis no CEP, nomeadamente do petróleo, representando em 2050, apenas 21% e 17% do consumo primário nos cenários REF e GEE_CAP, respectivamente. Por

outro lado, verifica-se uma tendência clara no recurso ao carvão, em 2050 no cenário de referência, cuja contribuição para o mix energético atinge 22%.

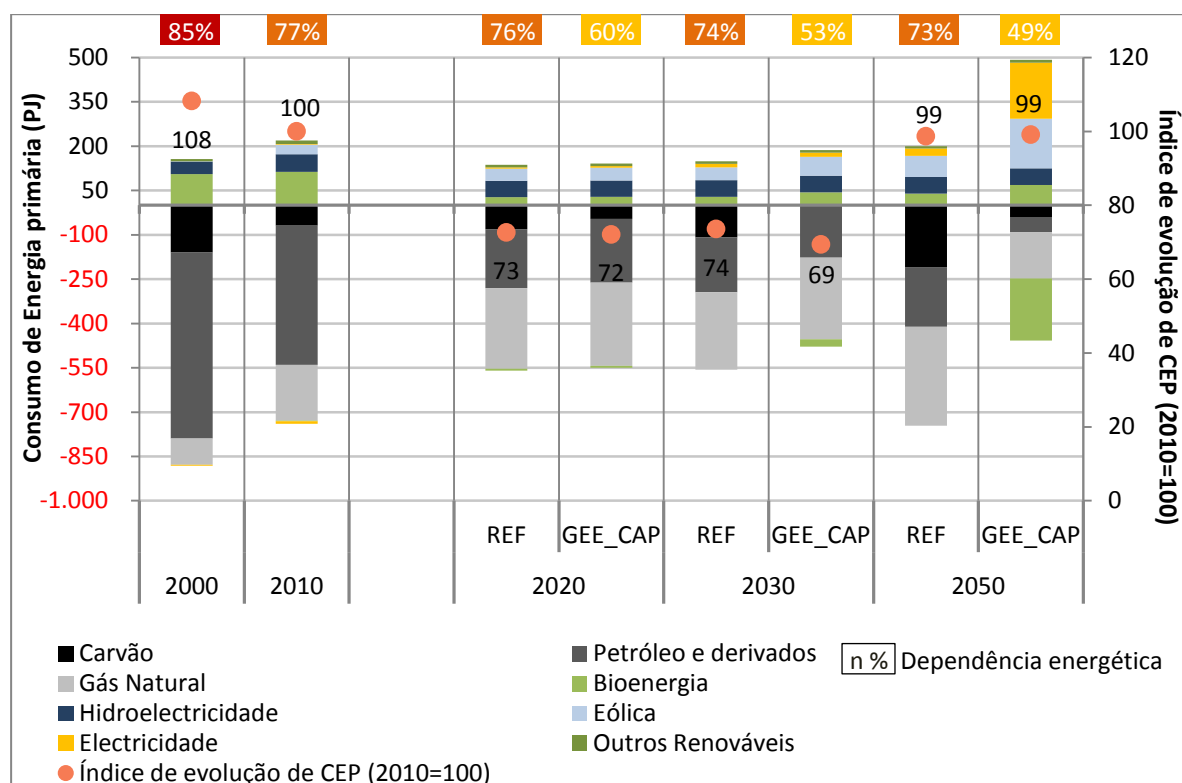


Figura 5.43. Consumo de Energia Primária no horizonte 2050. Valores negativos implicam importação das fontes energéticas.

Neste contexto, é importante assinalar duas questões. A primeira questão centra-se com os aumentos de eólica no mix energético, a segunda com os aumentos acentuados de importações de bioenergia, no cenário GEE_CAP. Estes aumentos têm de ser considerados quando pensada a segurança de abastecimento. Tal como já foi referido, aumentos de geração de energia por algumas renováveis, comportam questões inerentes à própria variabilidade do recurso. A geração de energia eléctrica a partir da eólica é feita de forma descontínua (as turbinas não funcionam nem em caso de vento muito fraco, nem em caso de vento muito forte). Desta forma, torna-se difícil depender da eólica para responder a variações da procura, pelo que é necessário a criação de capacidades de reserva adicionais para colmatar essas falhas. Esta capacidade adicional pode ser criada recorrendo à grande hídrica, biomassa ou a fósseis como o carvão e o gás natural. É importante notar que estas capacidades necessárias adicionais tornam o custo de geração por eólica maior.

Por outro lado, quanto às importações de bioenergia, pode-se dizer que uma fonte de energia produzida endogenamente, à partida comporta menores riscos do que quando é importada. No entanto, existem ainda outros factores a considerar, como a possibilidade de disrupção da produção agrícola (o que leva a volatilidade de preços), conflito de usos do solo ou mesmo problemas relacionados com factores externos ou com capacidade de resiliência do próprio modelo energético (como o investimento em capacidade ou em infra-estruturas de importação). No entanto, verifica-se uma produção internacional de bioenergia, particularmente de biocombustíveis, bem diversificada regionalmente. Por outro lado, os países que tendem a investir na produção deste tipo de recursos não são os conhecidos pelas produções de gás e petróleo, sendo considerados mais estáveis. É importante notar, que os mercados e as tecnologias são maduras, para estes bens energéticos. Desta

forma, considera-se que maiores importações de bioenergia acarretam menores riscos face às importações das fósseis. Pode-se assumir, assim, que um limite de emissões pode contribuir para uma maior resiliência do modelo de energético, face ao modelo actual. No entanto, não se devem descurar os aspectos estruturais mencionados, principalmente em termos de capacidades adicionais de reserva.

Quanto à diversidade no mix energético, presente na Figura 5.44, verifica-se uma clara tendência de perda de diversidade no cenário GEE_CAP, enquanto no cenário REF verificam-se ganhos de diversidade. Tal pode ser explicado pelo aumento considerável da categoria de renováveis. Uma vez que, para o cálculo da diversidade se consideraram 5 categorias (petróleo, gás natural, carvão, eólica, hídrica e renováveis), a categoria renováveis ganha grande peso no mix energético global pelo que leva a perda de diversidade.

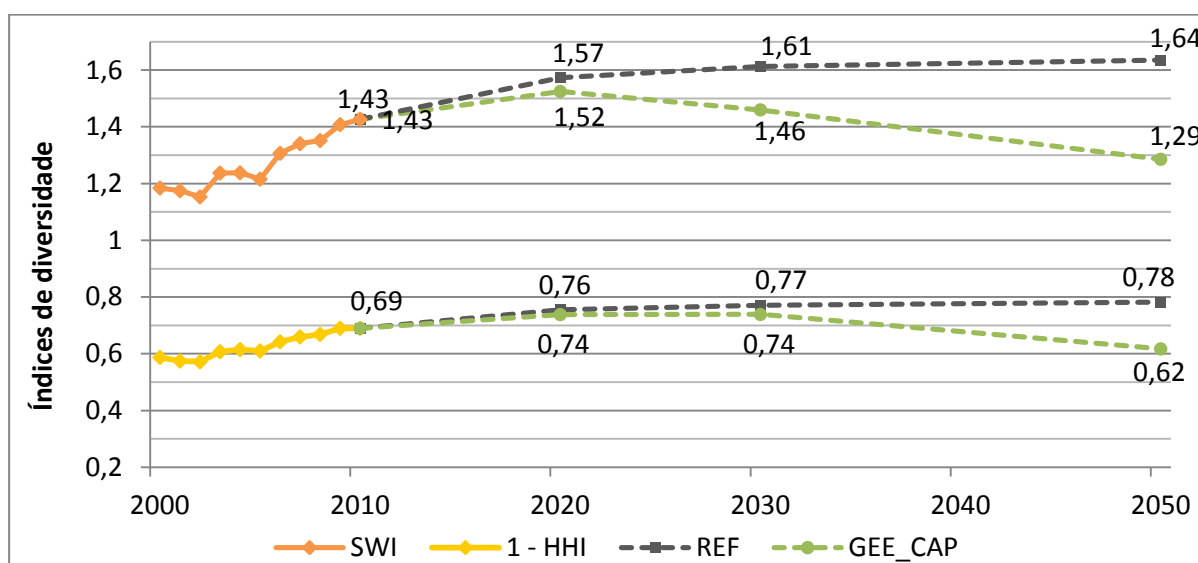


Figura 5.44. Indicadores de diversidade para o horizonte 2050.

Quanto à evolução da capacidade instalada, verifica-se que a tecnologia CCS não ganha grande peso, o que explica a diversificação de fontes, em torno apenas das renováveis. Verifica-se uma grande diversificação de fontes na geração de electricidade, para o ano de 2050 no cenário GEE_CAP, com grandes crescimentos das capacidades do solar fotovoltaico, eólica *onshore* e *offshore*, bem como da energia das ondas. Já no cenário REF, não ocorrem grandes evoluções, pelo que o modelo permanece muito semelhante ao verificado em 2010. É importante focar as diferenças que este gráfico evidencia em termos de potência instalada: em 2050, no cenário REF tem-se uma capacidade instalada substancialmente inferior ao cenário GEE_CAP. Este facto deve-se à existência de mais renováveis e tipicamente as tecnologias renováveis têm um factor de disponibilidade muito inferior às fósseis. Tomando como exemplo, a solar tem um factor de disponibilidade inferior a 20% (só há sol em 20% das horas todas do ano), enquanto uma central a gás natural já tem um valor de 90% (pode funcionar todo o ano excepto a semana em que se encontra fechada para manutenção).

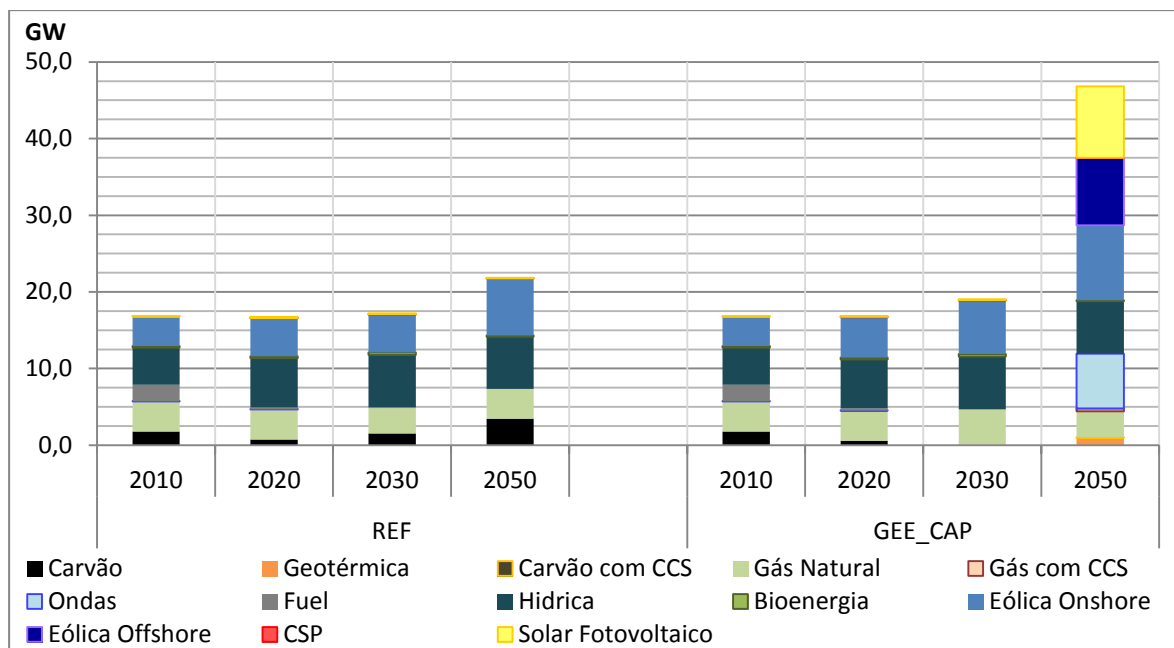


Figura 5.45. Evolução da capacidade instalada na geração de electricidade para o horizonte 2050.

A Figura 5.46 mostra a evolução do consumo final para os dois cenários. Verifica-se, em ambos os cenários para 2050, que o sector industrial se desenvolve bastante. Os consumos de energia neste sector crescem cerca de 110% no cenário REF e 160% no cenário GEE_CAP, face aos níveis de consumo de 2000. Por outro lado, verifica-se uma redução de peso do consumo do sector dos transportes no consumo de energia final, representando 26% e 19% para os cenários REF e GEE_CAP, o que se traduz numa redução da procura na ordem dos 34 a 51%.

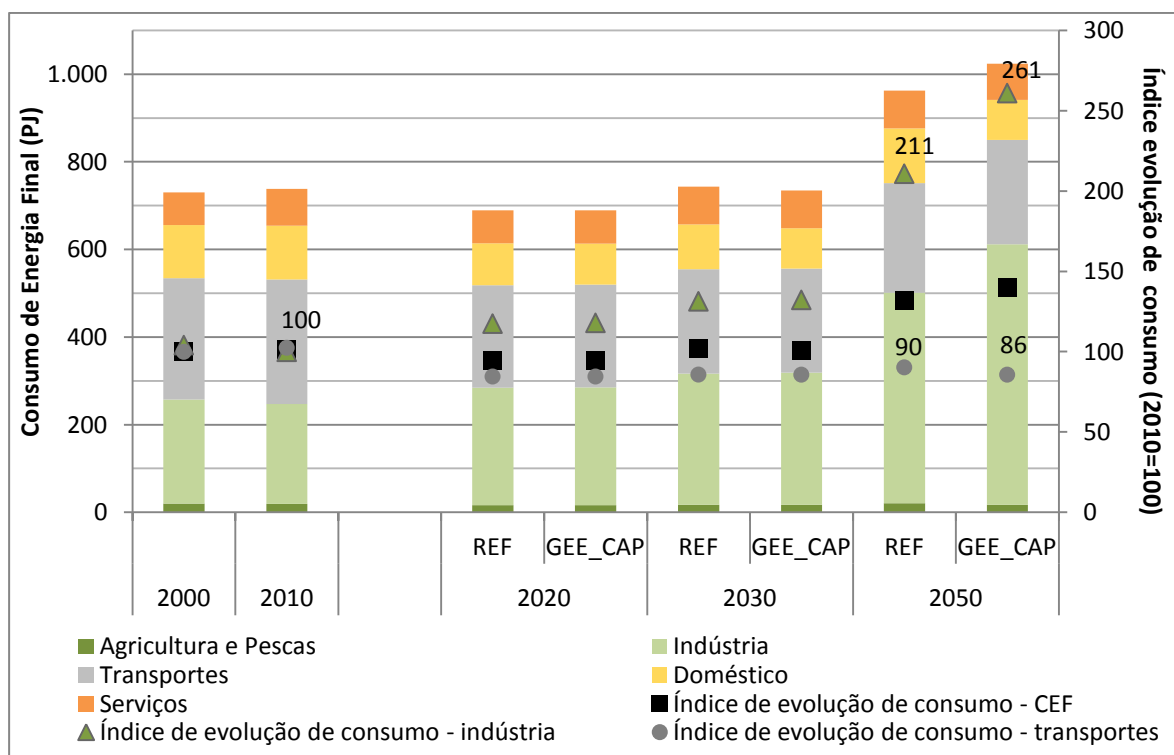


Figura 5.46. Evolução e estrutura do consumo de energia final para o ano horizonte 2050.

Quanto ao sector dos transportes, verifica-se uma estrutura de consumos praticamente inalterada, salvo a contribuição da electricidade a partir de 2020 para os dois cenários de referência, como se pode verificar na Figura 5.47. No entanto, em 2050, o cenário GEE_CAP mostra uma grande diversidade de combustíveis, destacando-se a contribuição de hidrogénio, para o sector, (25% do consumo), e um crescimento significativo dos biocombustíveis (a contribuir em 35%).

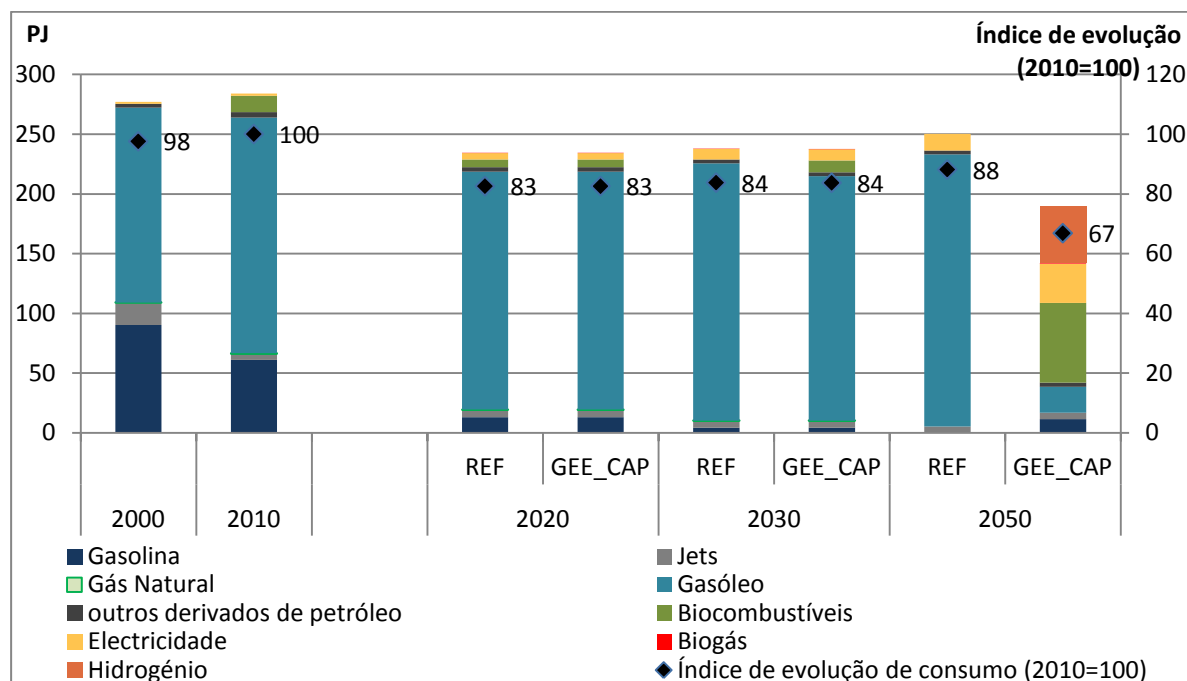


Figura 5.47. Consumo de energia no sector dos transportes no horizonte 2050.

No sector industrial, em 2050, o carvão volta a ganhar peso nos consumos do sector, destacando-se também os consumos de electricidade que representam, nos sectores REF e GEE_CAP 30% e 47%, respectivamente.

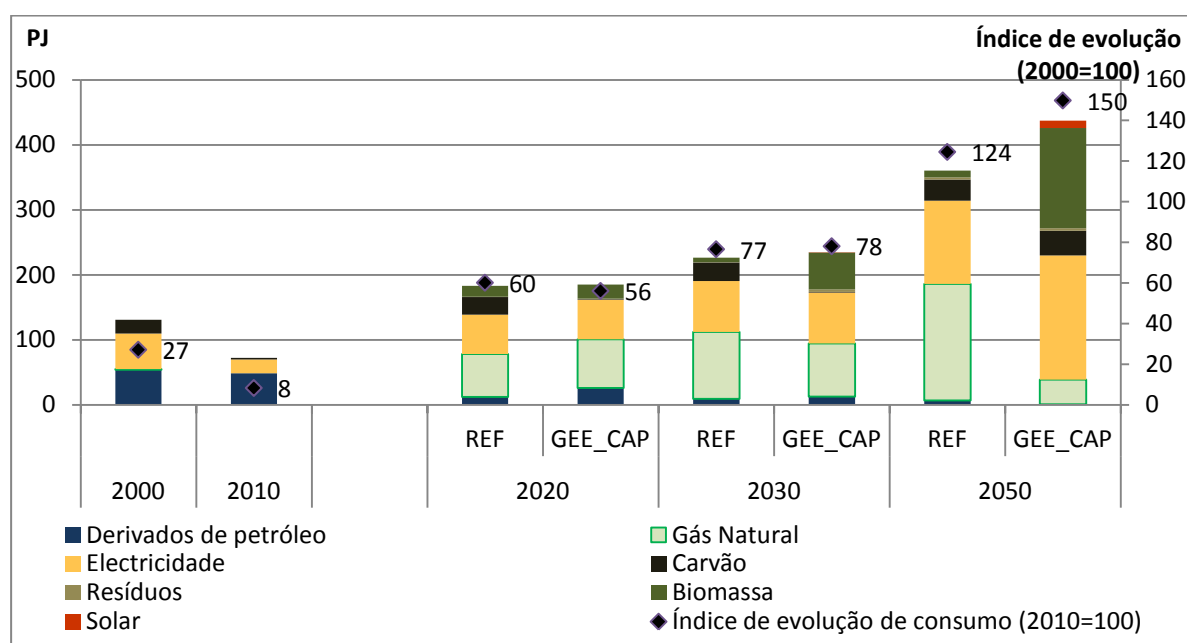


Figura 5.48. Consumo de energia no sector da indústria no horizonte 2050.

A Figura 5.49 mostra que os derivados de petróleo perdem muito peso no mix energético, sendo consumidos quase na totalidade nos transportes. O consumo de derivados diminui cerca de 90% face aos níveis de 2010 em 2050 para o cenário GEE_CAP.

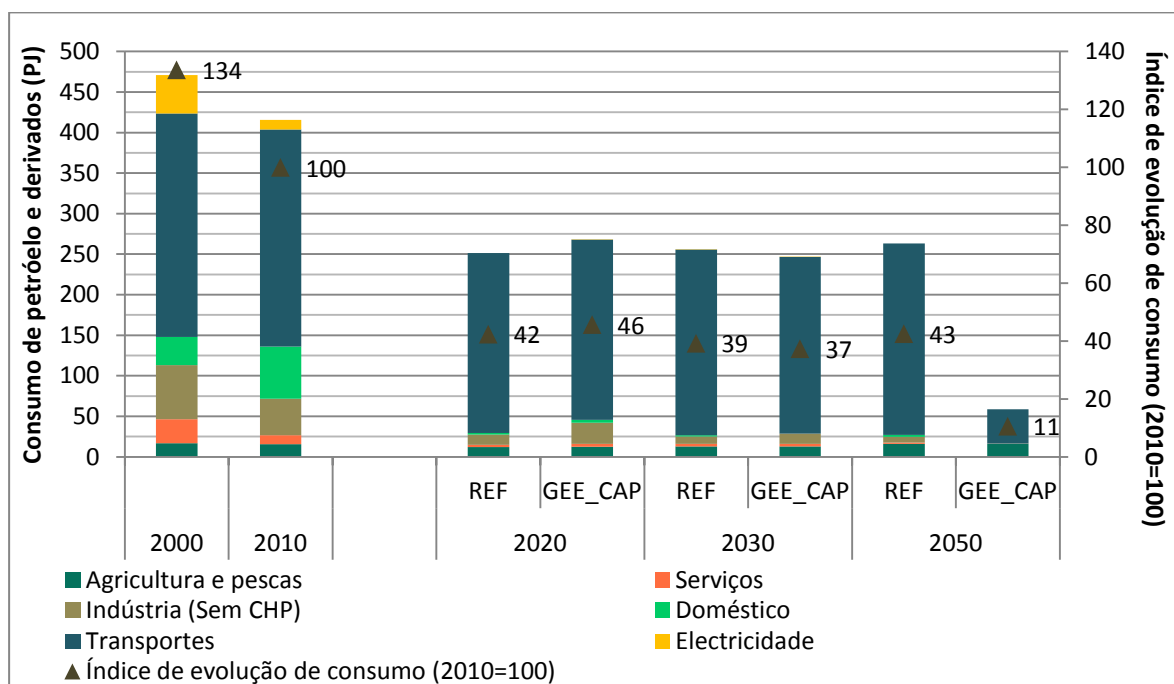


Figura 5.49. Evolução e estrutura do consumo de petróleo e derivados no horizonte 2050.

Quanto ao consumo de carvão verifica-se uma crescente importância na geração de electricidade, em todos os anos para os dois cenários, com a excepção de 2050 no cenário GEE_CAP, no qual a geração de electricidade é feita fundamentalmente através de FER (Figura 5.50).

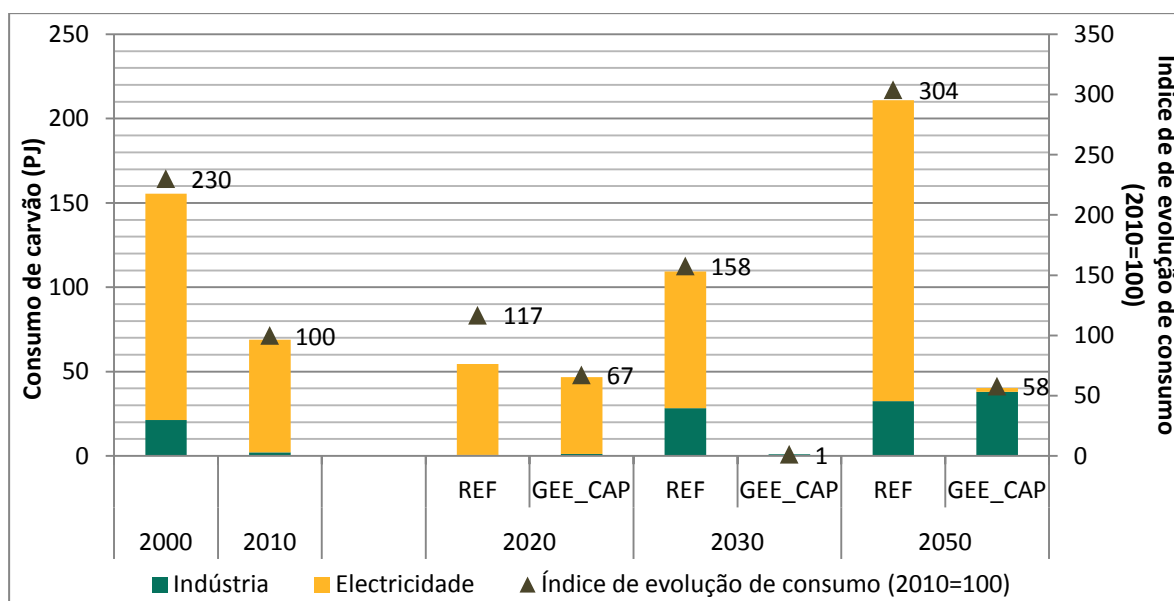


Figura 5.50. Evolução e estrutura do consumo de carvão no horizonte 2050.

Já no que concerne ao consumo de gás natural, verifica-se um maior peso em todos os sectores de consumo final, destacando-se tal como já foi referido no cenário de referência de 2050, o peso que este combustível assume no sector industrial. Relativamente ao cenário GEE_CAP os consumos diminuem significativamente devido a fraca contribuição para os sectores da electricidade e industrial (Figura 5.51).

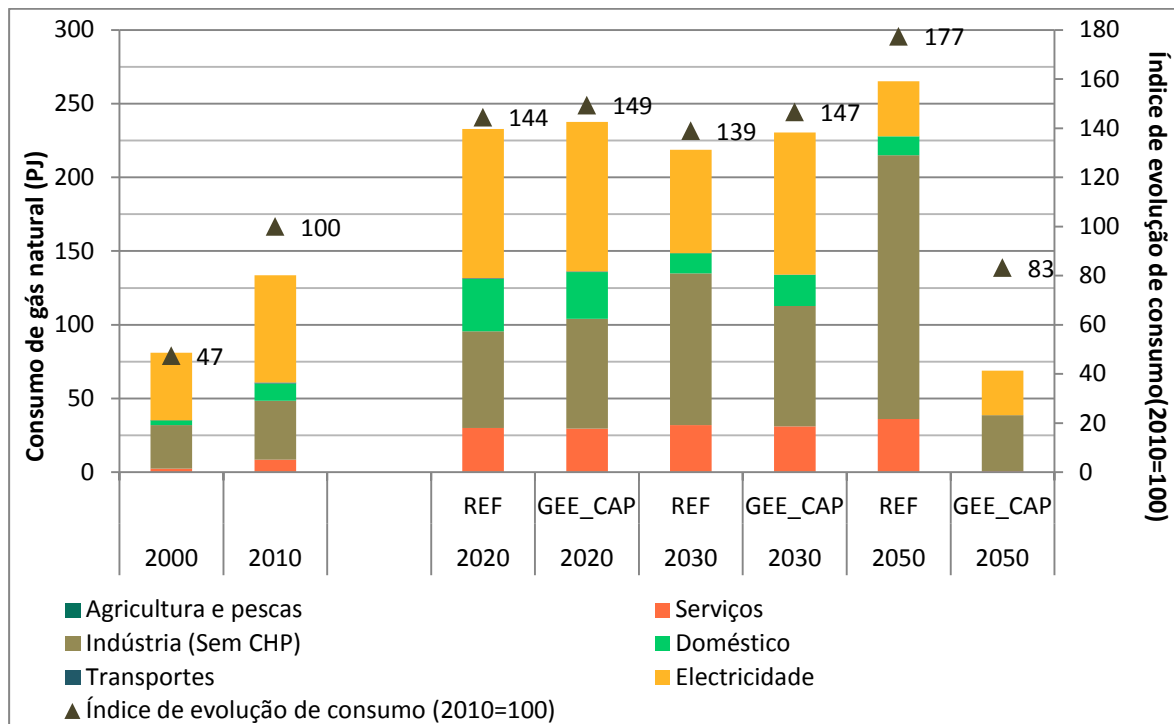


Figura 5.51. Evolução e estrutura do consumo de gás natural no horizonte 2050.

Quanto a relação entre o NEID e a dependência energética, verifica-se que devido às perdas de diversidade no cenário GEE_CAP, as tendências dos dois indicadores sobrepõem-se. Mais uma vez, conclui-se que o indicador NEID, não acrescenta muito à análise.

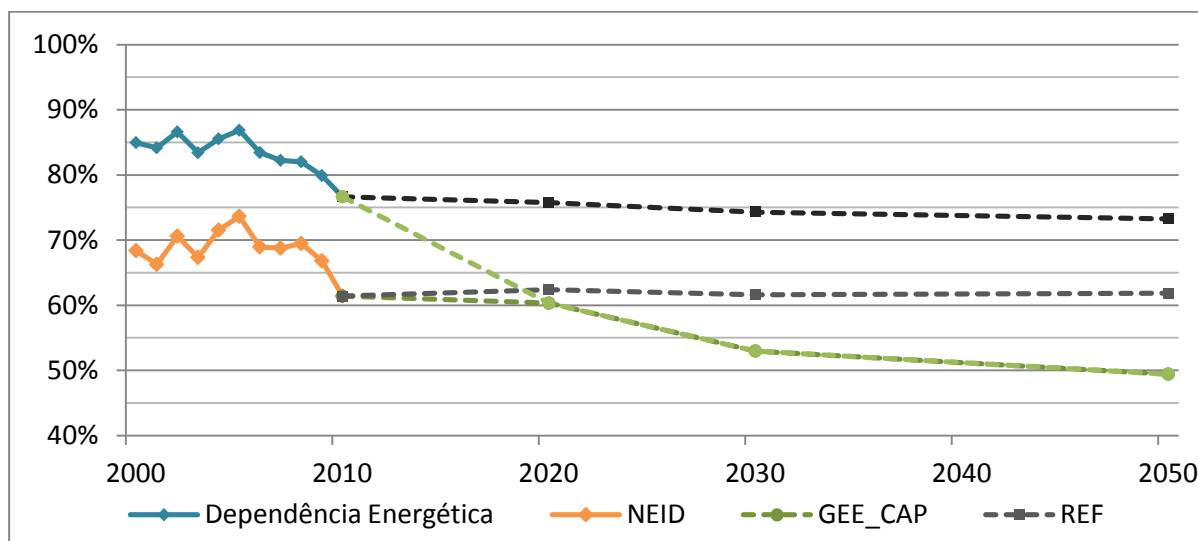


Figura 5.52. Dependência energética e net energy import dependency no horizonte 2050.

Verificam-se grandes investimentos em certas fontes de energia renovável, nomeadamente na bioenergia e na eólica. A diversificação, do lado da oferta, passa fundamentalmente pelo aumento de *shares* das renováveis. No cenário GEE_CAP em 2050, verifica-se uma grande dependência, de bioenergia, pelo que o abastecimento deve ser feito de forma a diversa, de modo, aos riscos de disrupção serem menores. Por outro lado, destaca-se o papel que o hidrogénio pode vir a assumir na diversificação dos recursos energéticos, ao nível dos transportes, devido ao risco associado na importação de bens energéticos, pelo seria vantajoso fazer investimentos nesse sentido. No entanto, pelo que já foi referido, as importações de biocombustíveis provêm de países considerados estáveis, pelo que o risco de disrupção irá relacionar-se essencialmente com a volatilidade da produção agrícola, em que disrupções na produção agrícola tem efeitos na produção de biocombustíveis. O investimento em infra-estruturas de transporte para as importações não deve ser descurado, em casos cujas quantidades importadas sejam elevadas.

5.2.2. INDICADORES AMBIENTAIS

Quanto ao indicador NCFP, a Figura 5.53 mostra a progresso da economia portuguesa, na passagem para uma economia mais limpa no cenário GEE_CAP. Contudo é importante não esquecer, que este aumento da contribuição das renováveis no mix energético, está a ser acompanhado importações, constituindo um risco para a disrupções por factores externos. Quanto ao cenário de referência, verificam-se um comportamento constante, devido ao facto de apenas 20% do mix energético para este cenário ser abastecido por fontes de renováveis e hídrica.

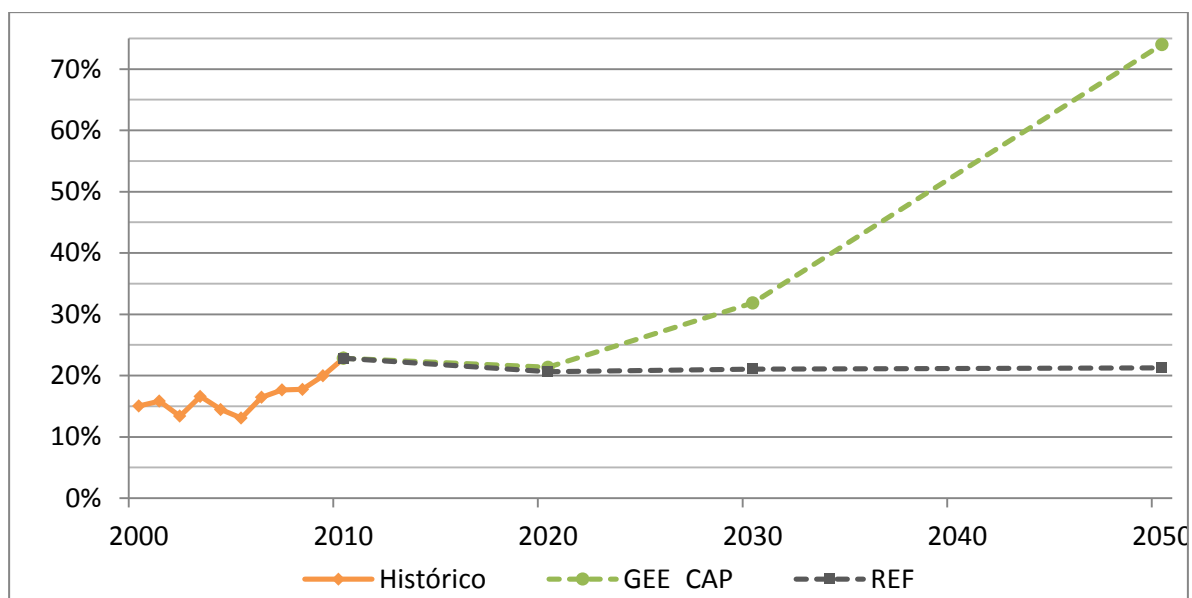


Figura 5.53. Non-Carbon Fuel Portfolio para o horizonte 2050.

Quanto as emissões totais verificam-se aumentos de emissões de GEE totais, no cenário de referência na ordem dos 25%, face aos níveis de 2010. Já no cenário GEE_CAP, em 2050, obtém-se uma redução na ordem dos 75% de emissão de GEE (em relação a 2009), devido essencialmente à descarbonização do sector dos transportes, no qual se verifica uma redução de emissões em 85%. Já no cenário REF, ocorre um aumento de 26% (Figura 5.54).

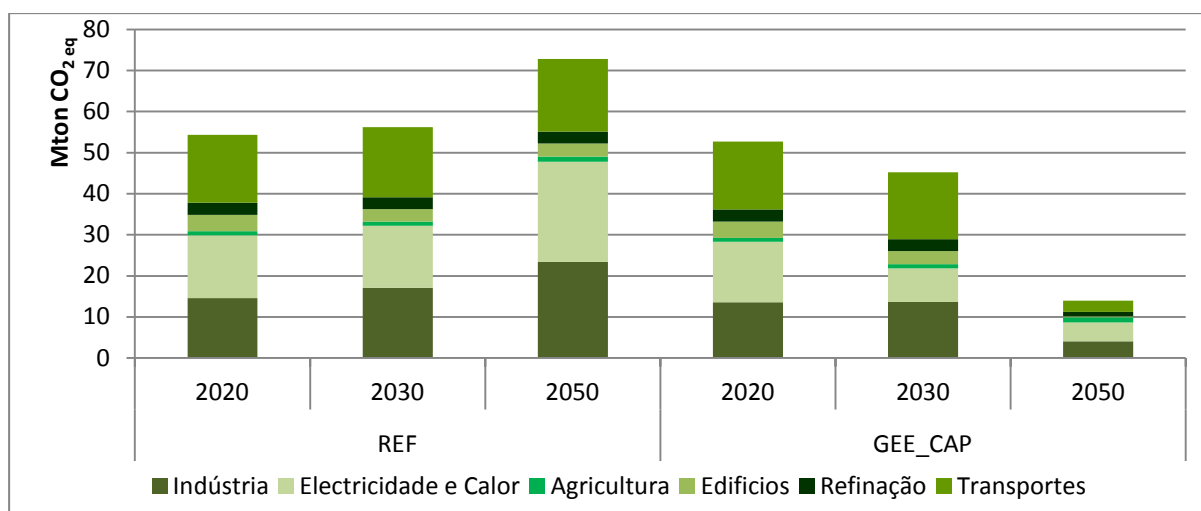


Figura 5.54. Emissões de GEE para o ano horizonte 2050.

5.2.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Analisando a Tabela 5.22, verifica-se a tendência de diminuição das intensidades, em ambos os cenários. No entanto, em relação ao gás natural verifica-se que em 2020 se consome 29% mais de gás natural para gerar uma unidade de PIB (em relação aos níveis de 2010). Já em relação ao cenário de referência, para o ano de 2050, consome-se mais 46% de carvão para gerar uma unidade de PIB.

Tabela 5.22. Intensidades energéticas para o petróleo, gás natural e carvão

	Petróleo e derivados (GJ/1000€ ₂₀₀₀)			Gás natural (GJ/1000€ ₂₀₀₀)			Carvão (GJ/1000€ ₂₀₀₀)		
	Histórico	REF	GEE_CAP	Histórico	REF	GEE_CAP	Histórico	REF	GEE_CAP
2010	3,47			1,39			0,51		
2020		1,29	1,39		1,8	1,8		0,5	0,3
2030		0,97	0,92		1,4	1,4		0,6	0,005
2050		0,65	0,16		1,1	0,5		1,1	0,2

ÍNDICE DE VULNERABILIDADE

No cálculo dos indicadores que compõem o índice de vulnerabilidade ao petróleo, carvão, gás natural, não serão considerados os indicadores de risco de concentração de mercado, devido a incertezas ao nível das importações (quanto a origens e respectivas estabilidades dos países fornecedores). Para estimar a oferta no mercado internacional destes recursos, para os anos futuros, recorreu-se ao BP Energy Outlook 2030, sendo para 2050 os valores estimados de acordo com os dados resultantes da BP.

Dadas as reduções de consumo de petróleo, nos anos projectados pelo modelo, para o sistema energético português, verificam-se grandes aumentos ao nível da liquidez de mercado no cenário GEE_CAP, devido aos menores consumos de petróleo. Deste modo, há uma grande redução desta componente na factura energética.

Tabela 5.23. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades – crude

CENÁRIO REF						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
MCR	Liquidez de mercado		PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de petróleo (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de petróleo no CEP (%)
2020	-	540,2	13,0	0,09	2,1	28,6
2030	-	675,6	14,1	0,07	2,1	26,2
2050	-	656,1	15,3	0,04	1,9	21,1

CENÁRIO GEE_CAP						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
MCR	Liquidez de mercado		PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de petróleo (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de petróleo no CEP (%)
2020	-	501,0	13,0	0,09	2,0	31,1
2030	-	709,7	14,1	0,07	1,6	26,4
2050	-	2.635,5	15,3	0,01	0,4	5,2

Quanto ao gás natural, devido à crescente procura até 2020, verifica-se uma diminuição da liquidez de mercado, o que pode constituir um risco em caso de necessidade de troca de abastecedores (Tabela 5.24.) No entanto a tendência, decorrente do cenário com um limite alto de emissões de GEE, é de redução do consumo, pelo que se verificam menores vulnerabilidades no sector, bem como menores impactes na economia, no caso de disrupção.

Tabela 5.24. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades ao gás natural

CENÁRIO REF						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
MCR	Liquidez de mercado		PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de gás (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de gás no CEP (%)
2020	-	85	13,0	1,8	1,6	39,8
2030	-	117,8	14,1	1,4	1,5	37,6
2050	-	103,4	15,3	1,1	1,5	35,0

CENÁRIO GEE_CAP						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
MCR	Liquidez de mercado		PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de gás (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de gás no CEP (%)
2020	-	82,2	13,0	1,8	1,6	41,5
2030	-	111,6	14,1	1,4	1,4	42,1
2050	-	220,4	15,3	0,5	0,6	15,7

A Tabela 5.25 mostra que há um aumento do consumo de carvão no consumo de energia primária, e consequentemente um aumento ao nível da intensidade de carvão na economia. Já no cenário GEE_CAP, devido às limitações impostas pelo limite de emissões, as reduções são evidentes.

Tabela 5.25. Indicadores para o cálculo de vulnerabilidades ao carvão

CENÁRIO REF						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de carvão (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de carvão no CEP (%)
2020	-	181,3	13,0	12,5	0,2	11,8
2030	-	197,7	14,1	13,7	0,2	15,7
2050	-	108,1	15,3	16,2	0,2	22,1

CENÁRIO GEE_CAP						
Indicadores de risco de abastecimento			Indicadores de risco de mercado			
	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i> (€ ₂₀₀₀ /hab)	Intensidade de carvão (GJ/ 1000€ ₂₀₀₀)	Valor das importações no PIB (%)	Consumo de carvão no CEP (%)
2020	-	314,9	13,0	7,2	0,1	6,9
2030	-	22.971,3	14,1	0,1	0,002	0,1
2050	-	567,5	15,3	3,1	0,05	4,0

Em suma, ao analisar os indicadores e principais tendências demonstradas pelos balanços, verifica-se que em 2050, num cenário com um limite de redução de emissões em 70%, face ao cenário de referência, verifica-se: 1) menores importações de fósseis, em parte compensada com importações de bioenergia; 2) menor diversidade no consumo de energia primária; 3) maior diversidade na geração de electricidade; 4) descarbonização do sector dos transportes; 5) menores intensidades energéticas; 6) menor peso da factura energética no PIB, devido à redução de importações e por fim, 7) maior liquidez de mercado.

Tal como já foi mencionado, é necessário considerar, no âmbito da segurança energética a variabilidade dos recursos primários, factor importante no caso da hídrica, fotovoltaica e eólica. Por outro lado, quanto às importações de bioenergia, há factores a considerar como possibilidade de disrupção da produção agrícola. No entanto, a oferta global é mais diversa e estável. Por outro lado a sazonalidade de culturas energéticas como é no caso da biomassa, pode levantar problemas em termos de abastecimento. No entanto, através de uma capacidade de armazenamento adequada, até certo ponto, pode compensar a falta de produção. A optimização da produção agrícola através de um sistema de policultura também se afigura como uma boa opção para restringir os problemas da variabilidade da produção para estes bens. Dadas as dependências do sector dos transportes do petróleo, a utilização de biocombustíveis torna-se apelativa em termos de segurança de abastecimento e redução de emissões.

Dadas as menores as intensidades energéticas para todos os fósseis, em caso de disrupção de uma das fontes, os impactes na economia serão minorados, devido à grande diversidade verificada. É

importante notar, devido às categorias que foram definidas para o cálculo da diversidade, verificam-se que os valores mais baixos de diversidade para o cenário GEE_CAP. As perdas de diversidade devem-se ao elevado aumento da categoria de renováveis. No entanto, de acordo com o projectado pelo modelo, verifica-se uma grande diversidade ao nível das renováveis.

Desta forma, pode-se considerar que um limite de emissões contribui para o aumento da resiliência do modelo energético.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A questão do abastecimento energético é um tema que tem vindo a assumir um crescente interesse, no seio do debate político, a nível global, com especial destaque na Europa. A crescente procura energética mundial, os elevados preços do petróleo com impactes ao nível dos preços de energia em geral, o declínio da produção do Mar do Norte, expõe algumas das fragilidades da Europa em matéria de segurança energética. Identificaram-se os principais riscos em matéria de segurança energética, nomeadamente os decorrentes da disponibilidade e qualidade da energia, a volatilidade dos preços, a estabilidade e fiabilidade do sistema de abastecimento, estabilidade e fiabilidade dos países exportadores de energia e as alterações climáticas.

A UE, e particularmente Portugal, é especialmente vulnerável em termos de segurança de abastecimento, uma vez que é fortemente dependente dos combustíveis fósseis, sendo esta situação agravada pelo facto do seu abastecimento ser essencialmente assegurado por importações. Dada a conjuntura actual da zona comunitária, deu-se uma grande evolução da política energética europeia. Assistiu-se a progressos ao nível da competitividade, sustentabilidade, eficiência energética e clima, com aprovação de medidas ao nível da liberalização dos mercados de gás e electricidade, de mitigação das emissões de GEE, da implementação de renováveis, bem como medidas no âmbito da eficiência energética. Do leque de medidas aprovadas, destaca-se o pacote energia clima, com metas para 2020 em matéria de energia e clima, nomeadamente uma redução de 20% nas emissões de GEE (em relação ao ano de 1990), um aumento da quota de renováveis para 20% do consumo de energia final e uma redução de 20% de consumo de energia primária.

Assim, no contexto da política energética comunitária, as renováveis assumem uma grande oportunidade na medida em que, na sua grande maioria, são produzidas endogenamente, pelo que o aumento da sua contribuição no mix energético ajuda a reduzir a dependência do exterior e, mais importante, a escassez energética, já que este é um factor que não constitui um problema para a maior parte das renováveis.

O objectivo principal deste trabalho foi estudar algumas vulnerabilidades do modelo energético português, através do cálculo de alguns indicadores. Desta forma, pretendia-se analisar a contribuição estrutural dos recursos endógenos renováveis nas importações de bens energéticos, bem como de que forma a substituição das formas de energia convencionais por renováveis afectam a segurança de abastecimento.

Portugal tem uma dependência elevada do exterior, em relação a fontes de energia fóssil, pelo que apresenta algumas vulnerabilidades a possíveis disrupções do exterior. Neste estudo foi possível identificar algumas questões chave em relação a medidas de segurança energética: destacando-se a diversidade de abastecedores, rotas e tecnologias associadas a geração e conversão de energia, bem como investimentos em infra-estruturas de transporte e de refinação. Destaca-se a evolução do modelo energético português, no período 2000 a 2010, na diversificação da oferta de energia através da transição para o gás natural e de um maior desenvolvimento das energias renováveis.

Por outro lado, foram identificadas algumas vulnerabilidades quanto aos produtos petrolíferos, pelo que se destacam os défices verificados para o gasóleo e uma flexibilidade de refinação média,

podendo esta constituir um problema à medida que a quantidade de crude importado de menor qualidade aumenta. No entanto, com os recentes investimentos da Galp na flexibilidade das refinarias, esta situação será invertida. É importante notar que a Europa não tem investido na refinação pelo que apresenta grandes vulnerabilidades quanto ao processamento de crude mais pesado, e a grandes défices ao nível do gasóleo.

Em relação ao gás natural verifica-se que apesar de Portugal apresentar valores de vulnerabilidade média, é importante referir que depende quase exclusivamente do abastecimento de dois países, dos quais um apresenta algumas instabilidades políticas. O investimento em infra-estruturas de GNL podem vir a ser uma oportunidade de diversificação do abastecimento (especialmente com os recentes desenvolvimentos em *shale gas*), além de poder constituir uma vantagem geopolítica no sentido de encaminhar as importações para o resto da Europa.

Por outro lado, ao comparar o cenário de referência com o cenário com alto limite de emissões, são evidentes as mudanças no paradigma do modelo português. Destacam-se menores importações de fósseis, em parte compensada com importações de bioenergia e aumentos de diversidade nos sectores de consumo final, evidenciando mais formas de substituição entre combustíveis. As importações de bioenergia, na medida que aumentam a dependência do exterior, podem causar vulnerabilidades, sobretudo no caso de grande concentração de mercado. No entanto, dada a maturidade do mercado e das tecnologias de produção associadas a este tipo de energia, bem como a oferta global diversa e estável, são factores que não suscitam preocupações no âmbito da segurança de abastecimento. A possibilidade de uma disrupção da produção agrícola é um factor que não deve ser descurado, no longo prazo, no entanto as características físicas destes recursos, nomeadamente a facilidade de transporte e de armazenamento são formas de segurança que podem ser aplicadas, num desenvolvimento de modelo energético com as características do cenário GEE_CAP. Posto isto, ao avaliar as diferenças entre o cenário REF e GEE_CAP, pode-se dizer que a transição para uma economia de baixo carbono assegura melhores condições de resiliência ao modelo energético português.

Na presente dissertação surgiram algumas dificuldades e limitações ao estudo, prendendo-se estas fundamentalmente com a falta de dados e com incoerências ao nível dos dados disponibilizados (por exemplo os balanços energéticos da DGEG face aos valores do LNEG em matéria de biocombustíveis), o que fez com que se descartassem alguns indicadores para avaliar algumas das vulnerabilidades do modelo energético português em matéria de segurança. Por outro lado, dados os pressupostos do modelo TIMES_PT, não se verificam trocas com o exterior de electricidade, o que influencia os balanços de energia resultantes. De forma geral, os indicadores apresentam individualmente algumas limitações, pelo que se deve considerar essas limitações no estudo da segurança energética.

Propõem-se trabalhos futuros no âmbito do estudo da segurança energética, ao nível do sector eléctrico, abordando factores de risco e a resiliência aplicados às diferentes tecnologias a operarem em Portugal. Complementarmente, seria interessante um estudo que abordasse a segurança energética em função de extremos climáticos. Seria também interessante avaliar, no âmbito do mercado interno de electricidade e de gás, qual a evolução da segurança de abastecimento consoante a consolidação do mercado liberalizado.

O aproveitamento das renováveis são geralmente vistas como factor que aumenta a segurança de abastecimento ao reduzir a dependência das importações e aumentar a diversidade da oferta total de energia primária. Nas definições mais recentes de segurança energética surge a ideia que, no longo prazo, apenas fontes de energia que conciliem factores económicos com sustentabilidade poderão garantir segurança. Portugal é rico em fontes endógenas renováveis pelo que a aposta neste tipo de recursos, afigura-se como uma oportunidade de melhoria em termos de segurança energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Allsopp, C. and Fattouh, F. (2008). *Oil prices: fundamentals or speculation?* Presentation at the Bank of England, June 13th 2008.

APERC (2007). *A Quest for Energy Security in the 21st Century - Resources and Constraints*. Asian Pacific Energy Research Centre, Inst. of Energy Economics: Tokyo, Japan.

Augusto Mateus & Associados (2010). *Indústria portuguesa: Situação Actual e Evolução Recente*. Augusto Mateus & Associados: Lisboa, Portugal.

Avis, M. J. and Birch, C.H. (2009): *The impact on the EU Refining Industry & Market of IMO Specification Changes & Other Measures to Reduce the Sulphur Content of Certain Fuels*. Report Prepared for: Directorate General Environment. Purvin and Gertz Inc.

Behrens, A. and Egenhofer, C. (2008). *Energy Policy for Europe: Identifying the European Added-Value*. Centre for European Policy Studies: Brussels, Belgium.

Behrens, A. and Egenhofer, C. (2011). *Rethinking European Climate Change Policy. Toward a Common European Union Energy Policy - Problems, Progress, and Prospects*. Vicki L. Birchfield and John S. Duffield. New York, Palgrave Macmillan: 217-234.

Bigano, A., Burgherr, P. and Hirschberg, S. (2009). *Risk analysis based measures of energy security*. SECURE Deliverable n° D1.2, SECURE project "Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic implications". Centre for European Policy Studies: Brussels, Belgium.

Blyth, W. and Lefèvre, N. (2004). *Energy Security and Climate Policy: An Assessment Framework*. IEA Information Paper. OECD/IEA: Paris, France.

BP (2011). *Statistical Review of World Energy June 2011*. BP: London, UK.

BP (2012). *Statistical Review of World Energy June 2012*. BP: London, UK.

BP (2012a). *The BP energy Outlook 2030 - January 2012*. BP: London, UK.

Checchi, A., Egenhofer, C. and Behrens, A., (2008). Background paper on long term security strategy for Europe, SECURE: *Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic Implications*. pp. 12. CEPS: Brussels, Belgium.

Checchi, A., Behrens, A., and Egenhofer, C. (2009). *Long term energy security risks for Europe: a sector-specific approach*. CEPS working paper No. 309: Brussels, Belgium.

Cohen, A. (2009). *Russia: The flawed energy superpower in Energy security challenges for the 21st century: a reference handbook*. Gal Luft and Anne Korins, eds. Santa Barbara: CA: ABC-Clio, 2009, pp. 98-105.

Comissão Europeia (1994). *Acta Final da Conferência da Carta Europeia da Energia - Anexo 1: Tratado da Carta da Energia - Anexo 2: Decisões relativas ao Tratado da Carta da Energia*. Jornal Oficial nº L 380 de 31/12/1994: 0024-0090.

Comissão Europeia (2000). *Livro Verde: Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético*. COM (2000) 769 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2006a). *Celebração pela Comunidade Europeia do Tratado da Comunidade da Energia (2006/500/CE)*. Jornal Oficial nº L 198 de 20/07/2006: 0015 - 0017.

Comissão Europeia (2006b). *Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*. COM(2006) 105 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2007a). *Plano Estratégico Europeu para as Tecnologia Energética (Plano Set) - Para um futuro com baixas emissões de carbono*. COM(2007) 723 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2007b). *Uma política energética para a Europa*. COM(2007) 1 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2008a). *Eficiência Energética: Atingir o objectivo de 20%*. COM(2008) 772 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2008b). *Segunda Análise Estratégica da Política Energética - Plano de acção da UE sobre segurança energética e solidariedade*. COM(2008) 781 final. Bruxelas.

Comissão Europeia (2011). *A política energética da UE: Estreitar os laços com parceiros para além das nossas fronteiras*. COM(2011) 539 final. Bruxelas.

Costantini, V., Gracceva, F. and Marka, A. (2007). *Security of energy supply: Comparing scenarios from a European perspective*. Energy Policy 35 (1): 210–226.

Ecofys (2011), *International Biodiesel Markets: Developments in Production and Trade*. UFOP: Berlin, Germany.

Egenhofer, C. and Jansen, J. (2006). *A Timetable for harmonisation of support schemes for renewable electricity in the EU*. European Review on Energy Markets: Vol. 1, No. 2, April, pp. 57-83.

Energy Information Administration (2008). *International Energy Outlook 2008*. Report 0484. EIA: Washington DC, USA.

Eurogas (2006). *The European Gas Market: Eurogas View On The Way Forward*. OGEL: Brussels, Belgium.

Eurogas (2011). *Statistical Report - December*. Eurogas: Brussels, Belgium.

European Commission (1995). *Commission Green Paper For a European Union Energy Policy*. COM(94) 659. Brussels, Belgium.

European Commission (2000). *Commission Green Paper Towards a European strategy for the security of energy supply*. COM(2000) 769. Brussels, Belgium.

European Commission (2007). *Renewable Energy Road Map: Renewable Energies in the 21st Century: building a more sustainable future*. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2006) 848 final. Brussels, Belgium.

European Commission (2008). *Supporting Early Demonstration of Sustainable Power Generation from Fossil Fuels*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the

European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2008)13 final. Brussels, Belgium.

European Commission (2008). *European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2007*, Directorate General for Energy and Transport: Brussels, Belgium.

European Community Commission (1988). *The Internal Market for Energy*. COM 88(238) final. Brussels, Belgium.

Europia (2010). *White Paper on European Refining*. Europia: Brussels, Belgium.

Exxon Mobil (2012). *The outlook for energy: a view to 2040*. Exxon Mobil: Texas, USA.

Eurostat (2009). *EU Energy Trends to 2030 - update 2009*. European Commission, Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG. European Union: Luxembourg.

Eurostat (2012). *Energy, transport and environment indicators*. Eurostat Pocketbooks. European Union: Luxembourg.

Gas GNL Europe, 2011. *Lng Terminals in Europe*. Presentation to CEER LNG Workshop (6/09/2011) – Session I.

Gordon, D. (2012). *Understanding unconventional Oil*. Energy and climate. Washington, Carnegie Endowment for International Peace: 27.

GRCF (2009). *Functioning of the international oil markets and security implications*. SECURE Deliverable n° 5.1.4a SECURE project “Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic implications”. Gulf Research Center Foundation: Geneva, Switzerland.

GRCF (2010). *The Gulf and European Energy Supply Security* - Background Papers of the Conference on Energy Security: Potential for EU-GCC Cooperation. Gulf Research Center Foundation: Geneva, Switzerland.

Grubb, M., Butler, L. and Twomey, P. (2006). *Diversity and security in UK electricity generation: The influence of low-carbon objectives*. Energy Policy **34**(18): 4050-4062.

Gupta, E. (2008). *Oil vulnerability index of oil-importing countries*. Energy Policy **36**(3): 1195-1211.

Haghighi, S. S. (2007a). *Division of Competences and Security of Energy Supply*. Energy security: the external legal relations of the European Union with major oil and gas supplying countries. Oxford, Hart Publishing: 65-102.

Haghighi, S. S. (2007b). *Internal Outlook: EU Measures in the Field of Energy*. Energy security: the external legal relations of the European Union with major oil and gas supplying countries. Oxford, Hart Publishing: 103-186.

Hamilton, J. D. (2009). *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08*. Brookings Papers on Economic Activity **40**(1): 215-283.

Harris C. J. (2011). *Australian LNG: First Come, First Served*. IHS CERA: USA.

- IEA (1995). *Natural Gas Security Study*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2004). *Security of Gas Supply in Open Oil Markets*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2006). *Natural Gas Market Review, 2006. Towards a Global Gas Market*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2006a). *Energy Technology Perspectives, 2006: Scenarios & Strategies*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2007). *Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2007a). *Contribution of Renewables to Energy Security, IEA Information Paper*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2008). *Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. Energy Technology Perspectives*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2008a). *From 1st- to second-generation Biofuel Technologies: An Overview of Current Industry and RD&D activities*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2008b). *The European Union, IEA Energy Policies Review*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2011). *The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES) - Primary Energy Sources and Secondary Fuels*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2011a). *World Energy Outlook 2011*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2012). *CO2 Emissions from Fuel Combustion. IEA Statistics*. OECD/IEA: Paris, France.
- IEA (2012). *Key World Energy Statistics*. OECD/IEA: Paris, France.
- Jaffe, A. M. (2009). *OPEC: An Anatomy of A Cartel*. in Gail Luft and Anne Korin (eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook*, Santa Barbara, CA: ABC-Clio, 2009, pp. 78-89.
- Jansen, J. C., Arkel, W. G. and Boots, M. G. (2004). *Designing indicators of long-term energy supply security*. ECN-C-04-007, ECN, Petten, The Netherlands.
- Karbuz S. (2011). *Diversification and Energy Transit Routes*. Conference on Europeanization of Energy Corridors. 19-20 May. Paris: Ceri- Sciences Po, 2011.
- Kaufmann, D., Kraay, A. and Mastruzzi, M. (2010). *The Worldwide Governance Indicators: Methodology and Analytical Issues*. World Bank Policy Research Working Paper N° 5430. Washington DC, USA.
- Kendell, J. M. (1998). *Measures of Oil Import Dependence*. EIA-DOE: Washington DC, USA.
- Keppler, J. H. (2007). *International Relations and Security of Energy Supply: Risks to Continuity and Geopolitical Risks*. European Parliament. Directorate-General for External Policies of the Union - Policy Department: Brussels, Belgium.
- Kruyt, B., van Vuuren, D. P., de Vries, H. J. M. and Groenenberg, H. (2009). *Indicators for energy security*. Energy Policy 37 (6), Elsevier: 2166–2181.

Larsson, R. (2007). *Tackling Dependency: The EU and its Energy Security Challenges*. Swedish Defence Research Agency: Stockholm, Sweden.

Le Coq, C. and Paltseva, E. (2008). *Common Energy Policy in the EU: The Moral Hazard of the Security of External Supply*. Swedish Defence Research Agency: Stockholm, Sweden.

Le Coq, C. and Paltseva, E. (2009). *Measuring the security of external energy supply in the European Union*. Energy Policy **37**(11): 4474-4481.

Leiby, P. N. (2007). *Estimating the Energy Security Benefits of Reduced U.S. Oil Imports*. Oak Ridge National Laboratory for the U.S. Department of Energy: Tennessee, USA.

Linares, P. and Pérez-Arriaga, I. J. (2013). *A sustainable framework for biofuels in Europe*. Energy Policy **52**(0): 166-169.

Luciani, G. and Henry, F.-L. (2011). *Strategic Oil Stocks and Security of Supply*. Centre for European Policy Studies: Brussels, Belgium.

Luft, G. and Korin, A. (2009). *Energy security challenges for the 21st century: a reference handbook*. Praeger Security International: Santa Barbara, Calif. , USA.

Murakami, T., Motokura, M., Kutani, I. (2011) *An analysis of major countries - energy security policies and conditions*. Quantitative Assessment of Energy Security Policies. IEEJ (March 2011): 1–36.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2003). *Promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes*. Jornal Oficial nº L 123 de 17/05/2003: 42 - 46.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009a). *Decisão nº 406/2009/CE relativa aos esforços a realizar pelos Estados-Membros para redução das suas emissões de gases com efeito de estufa a fim de respeitar os compromissos de redução das emissões de gases com efeito de estufa da Comunidade até 2020*. Jornal Oficial nº L 140 de 05/06/2009: 136 - 148.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009b). *Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009 , relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE*. Jornal Oficial nº L 140 de 05/06/2009: 16 - 62.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009c). *Directiva 2009/29/CE que altera a Directiva 2003/87/CE a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa*. Jornal Oficial nº L 140 de 05/06/2009: 63 - 87.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009d). *Directiva 2009/30/CE que altera a Directiva 98/70/CE no que se refere às especificações da gasolina e do gasóleo rodoviário e não rodoviário e à introdução de um mecanismo de monitorização e de redução das emissões de gases com efeito de estufa e que altera a Directiva 1999/32/CE do Conselho no que se refere às especificações dos combustíveis utilizados nas embarcações de navegação interior e que revoga a Directiva 93/12/CEE*. Jornal Oficial nº L 140 de 05/06/2009: 88-113.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009e). *Directiva 2009/33/CE relativa à promoção de veículos de transporte rodoviário não poluentes e energeticamente eficientes*. Jornal Oficial nº L 120 de 15/05/2009: 05-12.

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2012). *Directiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética, que altera as Directivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Directivas 2004/8/CE e 2006/32/CE*. Jornal Oficial nº L 315 de 14/11/2012: 01-54.

Prange-Gstöhl, H. (2009). *Enlarging the EU's internal energy market: Why would third countries accept EU rule export?* Energy Policy **37**(12): 5296-5303.

Presidência do Conselho de Ministros (2011). Programa do XIX Governo Constitucional. Lisboa, Governo de Portugal.

Riley, A. (2006). *The Coming of the Russian Gas Deficit. Consequences and Solutions*. CEPS Policy Brief No. 116. CEPS: Brussels, Belgium.

Riley, A. (2008). *Ownership Unbundling. A Logic Outage for the Anti-Energy Liberalisers?* CEPS Commentary, No. 8, April. CEPS: Brussels, Belgium.

Robert, J. and Lennert, M. (2010). *Two scenarios for Europe: Europe confronted with high energy prices or Europe after oil peaking*. Futures **42**(8): 817-824.

Seixas, J., Fortes, P., Dias, L., Dinis, R., Alves, B., Gouveia, JP., Simões, S., (2012). *Roteiro Nacional de Baixo Carbono: Portugal 2050 - Modelação de gases com efeito estufa. Energia e Resíduos*. Estudo para a Comissão Executiva do Comité para as Alterações Climáticas. Lisboa, E-value, SA e FCT-UNL Universidade Nova de Lisboa: 78.

Silva, A. C. (2008). *A equação energética, os novos desafios e as implicações ambientais*. Prospectiva e Planeamento **15**: 83-100.

Skea, J. (2010). *Valuing diversity in energy supply*. Energy Policy **38**(7): 3608-3621.

Sovacool, B. K. and Mukherjee, I. (2011). *Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach*. Energy **36**(8): 5343-5355.

Stern, J. (2002). *Security of European Natural Gas Supplies. The Impact of Import Dependence and Liberalization*. The Royal institute of International Affairs: London, UK.

Stern, J. (2005). *The Future of Russian Gas and Gazprom*. Oxford University Press: Oxford, UK.

Stern, J. (2006). *The New Security Environment for European Gas. Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition of LNG*. Oxford Institute for Energy Studies, NG15, Oxford, UK.

Stern N. (2007). *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge University Press: Cambridge, UK.

Stirling, A. (1998). *On the Economics and Analysis of Diversity*. SPRU Electronic Working Papers Series(28): 134 pp.

Tönjes, C. and de Jong, J. (2007). *Perspectives on Security of Supply in European Natural Gas Markets*. Working Paper. International Energy Programme. Clingendael: Hague: Netherlands.

União Europeia (2008). *Versão consolidada do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia*. Jornal Oficial da União Europeia C 115/47.

van Agt, C. (2011). *The energy infrastructure challenge. Green, safe, cheap: Where next for EU energy policy?* Katinka Barysch. London, Centre for European Reform (CER): 27-35.

Vivoda, V. (2009). *Diversification of oil import sources and energy security: A key strategy or an elusive objective?* Energy Policy **37**(11): 4615-4623.

Willenborg, R., Tönjes, C. and Perlot, W. (2004). *Europe's Oil Defences. An Analysis of Europe's Oil Supply Vulnerability and Its Emergency Oil Stockholding Systems*. Clingendael: Hague: Netherlands.

World Economic Forum (2012). *Energy for Economic Growth*. Industry Agenda. World Economic Forum: Geneva, Switzerland.

World Energy Council (2010). *Pursuing sustainability: 2010 Assessment of country energy and climate policies*. WEC: London, UK.

World Energy Council (2010). *Roadmap towards a Competitive European Energy Market*. WEC: London, UK.

Yergin, D. (2006). *Ensuring Energy Security*. Foreign Affairs **85** (2) March /April: 69-82.

Yergin, D. (2011). *The Security of Energy. The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. New York, The Penguin Press: 508-544.

Youngs, R. (2011). *Foreign Policy and Energy Security. Toward a Common European Union Energy Policy - Problems, Progress, and Prospects*. Vicki L. Birchfield and John S. Duffield. New York, Palgrave Macmillan: 41-60.

ANEXO

PCA

ÍNDICE DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO

A Análise de Componentes Principais (do inglês Principal Component Analysis – PCA) é um método estatístico para a análise de dados multivariados. Este método permite transformar um conjunto de variáveis correlacionadas num conjunto de variáveis não correlacionados, chamadas estas últimas de componentes principais. Estas componentes não correlacionadas são combinações lineares das variáveis originais. A lógica subjacente à PCA é reduzir a quantidade de dados e transformar as variáveis interdependentes numa mais significativas e independentes. O OVI é interpretado como uma variável não observável, sendo assumido que está linearmente relacionado com os 7 indicadores descritos em cima e com um erro associado.

$$OVI_k = \beta_1 X_{1k} + \beta_2 X_{2k} + \beta_3 X_{3k} + \beta_4 X_{4k} + \beta_5 X_{5k} + \beta_6 X_{6k} + \beta_7 X_{7k} + \varepsilon$$

Onde OVI_k é o OVI do país k ; $X_{1k}...X_{7k}$ é o conjunto de indicadores propostos para o país k e ε o erro. Assim, o OVI varia devido a dois factores, as componentes propostas e o erro¹⁶.

Primeiro normalizam-se os indicadores referidos e convertem-se de forma a variarem positivamente com a vulnerabilidade do petróleo, de acordo com as duas equações seguintes. No caso de os indicadores variarem positivamente com a vulnerabilidade (MRC, Valor das importações de petróleo no PIB, Intensidade de petróleo no PIB e Consumo de petróleo no CEP) utiliza-se a primeira equação, caso contrário (Liquidez de mercado e PIB *per capita*), utiliza-se a segunda equação.

$$X_{ik} = \frac{X_{ik} - \text{Min}(X_i)}{\text{Max}(X_i) - \text{Min}(X_i)}$$

Onde i = MRC; Valor das importações de petróleo no PIB; Intensidade de petróleo no PIB e Consumo de petróleo no CEP

$$X_{ik} = \frac{\text{Max}(X_i - X_k)}{\text{Max}(X_{ik}) - \text{Min}(X_{ik})}$$

Onde i = Liquidez de mercado e PIB *per capita*

Este ajustamento converte as variáveis para a escala de 0-1, em que valores baixos contribuem pouco para a vulnerabilidade.

De seguida calcula-se a matriz de correlação R dos indicadores normalizados, observável na tabela seguinte (Tabela A.1.0.1).

¹⁶ O erro é causado pela não inclusão de outros factores que poderiam afectar o OVI, como por exemplo políticas específicas internas dos países, os riscos associados com a produção nacional de petróleo, etc.

Tabela A.1.0.1. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – petróleo.

Indicador	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i>	Intensidade de petróleo	Valor das importações no PIB	Consumo de petróleo no CEP
MCR	1					
Liquidez de mercado	,068	1				
PIB <i>per capita</i>	,436	,390	1			
Intensidade de petróleo	,315	,872	,493	1		
Valor das importações no PIB	-,258	-,378	-,078	-,660	1	
Consumo de petróleo no CEP	-,442	,007	-,217	-,467	,626	1

De seguida calcula-se a seguinte equação, em relação a λ :

$$|R - \lambda I| = 0$$

Daqui resulta uma equação polinomial de sétimo grau, e portanto podem derivar sete raízes. Estas raízes são os valores próprios correspondentes a R. de seguida organizam-se os valores próprios por ordem decrescente: $\lambda_1 > \lambda_2 > \lambda_3 > \lambda_4 > \lambda_5 > \lambda_6 > \lambda_7$ (Tabela A.1.0.2). E correspondendo a cada valor próprio λ , resolve-se a seguinte equação matricial:

$$(R - \lambda_j I)F_j = 0$$

Onde $F_j = [f_{1j}, f_{2j}, f_{3j}, \dots, f_{7j}]$ é um vector próprio 1×7 correspondendo a λ_j , sujeito à condição $F_j F_j = 1$. Assim, obtém-se sete vectores próprios $F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6, F_7$, que correspondem a $\lambda_1 > \lambda_2 > \lambda_3 > \lambda_4 > \lambda_5 > \lambda_6 > \lambda_7$ (Tabela A.1.0.3).

De seguida, calculam-se as sete componentes principais por ponderação dos indicadores normalizados com os vectores próprios a corresponderem aos valores próprios $\lambda_1 > \lambda_2 > \lambda_3 > \lambda_4 > \lambda_5 > \lambda_6 > \lambda_7$ da seguinte forma:

$$\begin{aligned} P_{1k} &= x_k F'_1 \\ &\vdots \\ P_{7k} &= x_k F'_7 \end{aligned}$$

Onde, $x_{k1} = [x_{k2}, x_{k2}, x_{k3}, \dots, x_{k7}]$ é um vector dos indicadores uniformizados para o país k.

A primeira componente principal possui a variância máxima dos indicadores originais. Maximizar as variâncias ajuda a obter a aumentar a informação envolvida no conjunto de indicadores. Calculam-se tantas componentes principais como o número de indicadores do OVI e a variação total correspondente a todos os indicadores seleccionados é contabilizada por todas as componentes principais em conjunto. Todas as componentes principais são mutualmente ortogonais.

É importante focar que $\lambda_j = \text{var}(P_j)$ e portanto, $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = \text{variação total no OVI}$. Então $\lambda_j / \sum \lambda_j$ é equivalente à

proporção da variância contabilizada por P_j . Por último, o OVI é calculado como a soma ponderada das 7 componentes principais, em que os pesos são as variâncias das sucessivas componentes principais.

$$OVI_k = \frac{\lambda_1 P_{1k} + \lambda_2 P_{2k} + \lambda_3 P_{3k} + \lambda_4 P_{4k} + \lambda_5 P_{5k} + \lambda_6 P_{6k} + \lambda_7 P_{7k}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7}$$

Tabela A.1.0.2. Valores próprios – petróleo.

	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
Valor Próprio	2,975	1,288	1,073	,439	,220	,004
Variabilidade	49,586	21,469	17,889	7,320	3,667	,070
Acumulado	49,586	71,054	88,943	96,263	99,930	100

Tabela A.1.0.3. Vectores próprios – petróleo.

Indicador	F_1	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6
MCR	,183	-,370	,482	1,037	,065	-,393
Liquidez de mercado	,232	,539	-,081	,330	,482	-9,253
PIB <i>per capita</i>	,199	,124	,638	-,811	-,781	-,835
Intensidade de petróleo	,316	,223	-,116	,011	,575	11,460
Valor das importações no PIB	-,250	,174	,495	-,124	1,506	1,191
Consumo de petróleo no CEP	-,216	,504	,165	,647	-1,049	4,335

Desta forma, obtém-se a fórmula para o cálculo do OVI sendo descrito de acordo com a equação:

$$OVI_i = 0,252ML + 0,176GOMRC + 0,214OI + 0,151GDP \text{ per capita} + 0,05 \frac{VOM}{GDP} + 0,04OS$$

ÍNDICE DE VULNERABILIDADE AO GÁS:

Tabela A.1.0.4. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – gás natural.

Indicador	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i>	Intensidade de gás	Valor das importações no PIB	Consumo de gás no CEP
MCR	1					
Liquidez de mercado	-,693	1				
PIB <i>per capita</i>	,550	-,759	1			
Intensidade de gás	-,815	,698	-,714	1		
Valor das importações no PIB	-,571	,326	-,322	,759	1	
Consumo de gás no CEP	-,690	,476	-,610	,956	,816	1

Tabela A.1.0.5. Valores próprios – gás natural.

	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
Valor Próprio	4,291	0,966	0,411	,219	,110	,002
Variabilidade	71,520	16,107	6,846	3,650	1,837	,040
Acumulado	71,520	87,627	94,473	98,123	99,960	100

Tabela A.1.0.6. Vectores próprios – gás natural.

Indicador	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆
MCR	-,200	,053	1,113	,918	1,072	1,640
Liquidez de mercado	,180	-,557	-,376	1,247	1,025	-4,378
PIB <i>per capita</i>	-,181	,487	-,918	,291	1,551	-,566
Intensidade de gás	,229	,100	,102	-,305	1,226	15,466
Valor das importações no PIB	,175	,603	,031	1,250	-1,254	,573
Consumo de gás no CEP	,212	,334	,449	-,654	1,179	-12,416

Expressão final para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao gás natural:

$$\begin{aligned}
 &\text{índice de vulnerabilidade ao gás} \\
 &= 0,08ML + 0,04MRC + 0,204\text{intensidade de gás} + 0,08\text{PIB per capita} \\
 &+ 0,25 \frac{\text{Valor de imp}}{\text{PIB}} + 0,23 \frac{\text{Consumo de gás.}}{\text{CEP}}
 \end{aligned}$$

ÍNDICE DE VULNERABILIDADE AO CARVÃO

Tabela A.1.0.7. Matriz de correlação (R) dos indicadores normalizados – carvão.

Indicador	MCR	Liquidez de mercado	PIB <i>per capita</i>	Intensidade de carvão	Valor das importações no PIB	Consumo de carvão no CEP
MCR	1,000					
Liquidez de mercado	-,045	1,000				
PIB <i>per capita</i>	,099	,689	1,000			
Intensidade de carvão	-,010	,985	,765	1,000		
Valor das importações no PIB	,373	-,165	,462	-,047	1,000	
Consumo de carvão no CEP	-,049	,882	,857	,902	-,008	1,000

Tabela A.1.0.8. Valores próprios – carvão.

	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
Valor Próprio	3,550	1,530	0,734	,158	,022	,007
Variabilidade	59,167	25,493	12,230	2,626	0,365	,119
Acumulado	59,167	84,660	96,890	99,515	99,881	100,000

Tabela A.1. 0.9. Vectores próprios – carvão.

Indicador	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆
MCR	,002	,475	,933	-,304	-,200	-,023
Liquidez de mercado	,265	-,143	,232	1,128	,245	8,167
PIB <i>per capita</i>	,249	,230	-,340	-,899	-4,674	1,001
Intensidade de carvão	,273	-,076	,151	1,109	-,394	-8,463
Valor das importações no PIB	,022	,588	-,547	,899	2,341	,495
Consumo de carvão no CEP	,272	-,047	-,028	-1,462	4,248	-,430

Expressão final para o cálculo do índice de vulnerabilidade ao carvão:

$$\begin{aligned}
 &\text{índice de vulnerabilidade ao carvão} \\
 &= 0,17ML + 0,2MRC + 0,16\text{intensidade de carvão} + 0,18\text{PIB per capita} \\
 &+ 0,15\frac{\text{Valor de imp}}{\text{PIB}} + 0,09\frac{\text{Consumo de carvão.}}{\text{CEP}}
 \end{aligned}$$